

Modelamiento del Mercado Organizado en Colombia



*Tesis presentada a la Universidad Nacional de Colombia para optar
el título de Maestría en Ingeniería*

HENRY CAMILO TORRES VALDERRAMA

(Universidad Nacional de Colombia)

Dirigido por PhD. Luis Eduardo Gallego Vega

7 de diciembre de 2012

Programa de Adquisición y Análisis de Señales PAAS
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Universidad Nacional de Colombia
Bogotá D.C.

Resumen

El Mercado Organizado (MOR), es un mecanismo propuesto para la adquisición centralizada de la energía destinada al sector Regulado en el Mercado de Energía Mayorista de Colombia. El MOR es una *subasta de reloj descendente*, la cual se caracteriza por su formato abierto (se desarrolla en rondas sucesivas) y por ser de precio uniforme.

En el MOR, la demanda será representada por una *curva de demanda* establecida administrativamente. La curva de demanda depende de 3 parámetros: 1) La demanda objetivo, 2) el precio máximo al que se compra toda la demanda objetivo (PP1) y 3) el precio al cual se adquiere al menos un producto (PP2). Los productos de la subasta son un contrato estándar de compra de energía con un periodo de compromiso igual a un año. La subasta será dirigida por un subastador, quien maneja el ritmo de la misma a partir del tamaño de las rondas (diferencia entre el precio máximo y mínimo de cada ronda).

El propósito principal de este trabajo es establecer un modelo del MOR, que permita evaluar el impacto de las variaciones de la curva de demanda y del tamaño de ronda sobre el resultado de la subasta. El modelo que se propone en este documento se divide en dos partes, 1) El modelamiento de la oferta de los generadores, desarrollada a partir de los datos históricos del mercado y conceptos de portafolios financieros, y 2) el modelamiento de la toma de decisiones en la subasta, abordado con la teoría de la decisión y el concepto de demanda residual. Este modelo fue implementado en MATLAB, y con ello se estimó el precio de cierre de la subasta bajo distintos escenarios, los cuales estaban definidos por valores particulares de PP2, PP1 y tamaño de ronda. Luego del análisis de los resultados, se pudo concluir que los parámetros de la subasta estudiados inciden sobre su optimalidad. Particularmente, PP2 tiene un alto grado de correlación con el precio de cierre.

Palabras claves: Mercados de energía, modelamiento de subastas, teoría de la decisión, subastas de contratos.

Abstract

The Organized Market (MOR) is a proposal mechanism to central acquisition of energy to regulated customers in the Colombia's wholesale market. MOR is a *descendant clock auction*, the main mechanism's characteristics are its the open format and its uniform price.

In MOR, the demand will be represented with a *demand curve* fixed by the regulator. The demand curve is formed since 3 parameters: 1) Objective demand, 2) the maximum price to buy the objective demand (PP1) y 3) the maximum price (PP2). The auction product is a energy procurement standard contract with a commitment period equal to one year. the auction will be driven by an auctioneer, who will decide the round size (difference between maximum and minimum round price).

The main objective of this work is set a MOR model. This model must allow to evaluate the impact of the demand curve variations y round size variations over the auction's outcomes. The proposed model is divided in two parts, 1) The generator's offer model, that was developed from market historical data and financial portfolio concepts, and 2) The decision making model, that was developed from decision theory and the residual demand concept. This model was implemented on MATLAB. Thus, it was possible to estimate the auction's clearing price under different scenarios. These scenarios was defined by particular values of PP2, PP1 y round size. Then, from result analysis, it was concluded that the evaluated auction parameters affect the auction optimality. Specially, PP2 has high correlation with the auction clearing price.

Key words: Energy markets, auction modeling, Decision theory, long term supply contract auctions.

Contenido

Resumen	III
Abstract	V
Contenido	VII
Lista de Tablas	XI
Lista de Figuras	XIII
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Marco teórico	3
1.2.1. Teoría de subastas	3
1.2.1.1. Modelamiento de subastas	5
1.2.1.2. Otros aspectos sobre las subastas	6
1.2.2. Conceptos para evaluación de portafolios	8
1.2.3. Teoría de la decisión	9
1.2.3.1. Decisión bajo certidumbre:	9
1.2.3.2. Decisión bajo riesgo:	9
1.2.3.3. Decisión bajo incertidumbre:	10
1.3. Estado del arte	11
1.3.1. Modelamiento de Subastas de mercado spot	11
1.3.2. Modelamiento de subastas multi-ronda	13
1.3.3. Modelamiento de Subasta de Largo plazo	14

1.3.4. Modelamiento de Subastas de Reloj Descendente	15
1.4. Objetivos de la tesis	15
1.4.1. Objetivos Específicos	15
1.5. Solución Propuesta	16
1.6. Estructura del Documento	17
2. Mercado Organizado (MOR)	19
2.1. Esquema general del Mercado de Energía Mayorista (MEM)	19
2.2. Mercado del sector regulado	27
2.2.1. Relación con el mercado No Regulado	27
2.2.2. Demanda Regulada	28
2.2.3. Esquema tarifario	29
2.3. Justificación del MOR	30
2.4. Propuesta inicial del MOR	31
2.4.1. Productos	32
2.4.2. Curva de demanda	33
2.4.3. Mecanismo de subasta	34
2.5. Discusión de la propuesta	35
2.6. Resolución CREG090-2011	37
2.7. Propuesta de Modelamiento del MOR	38
2.7.1. Precios PP1 y PP2	40
2.7.2. Tamaño de ronda	40
2.7.3. Estructura del modelo	41
3. Modelamiento de la oferta de los Generadores en la Subasta	43
3.1. Curva de oferta de generación	44
3.2. Curva de Oferta Estadística	45
3.3. Portafolio de un generador	48
3.4. Estimación de la aversión al riesgo	50
3.5. Curva de oferta en el MOR	51
3.6. Implementación del Modelamiento de la oferta los Generadores en el MOR	51

3.6.1. Curva de Oferta Estadística	52
3.6.2. Aversión al riesgo	52
3.6.3. Curva de Oferta MOR	55
4. Modelamiento de la Toma de decisiones	57
4.1. Decisiones en la Subasta	58
4.2. Criterio de decisión	60
4.3. Estimación del Precio de Cierre	61
4.3.1. Estimación de la oferta agregada de la siguiente ronda	64
4.3.2. Estimación de la oferta de los competidores	65
4.3.3. Estimación de la demanda residual	67
4.3.4. Estimación del Precio de cierre	67
4.3.5. Utilidad Esperada	69
4.4. Otros aspectos relevantes	69
4.4.1. Cálculo de la probabilidad de escenarios	69
4.4.2. Criterio de desempate	70
4.4.3. Adaptación de la curva de oferta óptima del MOR	70
5. Aplicación del Modelo y Resultados	73
5.1. Escenarios Establecidos	73
5.2. Consideraciones Generales sobre los resultados	75
5.3. Correlación de las variables	77
5.4. Precio de cierre frente <i>PP2</i>	79
5.5. Precio de cierre frente <i>PP1</i>	80
5.6. Precio de cierre frente al tamaño de ronda	84
6. Conclusiones	89
6.1. Conclusiones generales	89
6.2. Recomendaciones sobre la estructura del MOR	91
6.3. Desarrollos futuros	92
6.4. Ponencias internacionales	92

Bibliografía	95
A. Generadores	99
A.1. Generador GenA	100
A.2. Generador GenB	101
A.3. Generador GenC	102
A.4. Generador GenD	103
A.5. Generador GenE	104
A.6. Generador GenF	105
A.7. Ofertas Históricas	107
B. Códigos de MATALB	113
B.1. Modelamiento de Agentes	113
B.2. Modelamiento Toma de Decisiones	124
B.3. Modelo de Subasta	128
C. Resultados	133
C.1. Gráficos de dispersión	134
C.1.1. Parámetros frente a Precio de Cierre	134
C.1.2. Parámetros frente a Precio de Cierre Modificado	135
C.2. Curvas de Nivel con PP2 constante	136
C.2.1. Parámetros frente a Precio de Cierre	136
C.2.2. Parámetros frente a Precio de Cierre Modificado	137

Lista de Tablas

1.1. Tabla de decisión sobre portafolios	10
1.2. Tabla de Decisión bajo Incertidumbre	10
2.1. Tabla de los coeficiente de correlación entre la diferencia de precios de los contratos del mercado Regulado y No regulado con la cantidad vendida en el mercado Regulado	28
3.1. Oferta para el mercado Spot presentada por el Generador A	44
3.2. Características de los generadores a modelar	52
4.1. Matriz de decisión en una Subasta de Reloj Descendente	61
5.1. Columnas de la Matriz de Resultados	77
5.2. Coeficiente de Correlación de los parámetros con P_c y P_{cm}	78
5.3. Coeficiente de Correlación de $PP1$ con P_c y P_{cm} para $PP2=210$	83
A.1. Constante de aversión al riesgo del sistema y de los competidores de cada generador	110

Lista de Figuras

1.1. Esquema del modelo implementado	17
2.1. Generación en Colombia por Tipo de Tecnología	21
2.2. Curva de Demanda No Regulada	22
2.3. Curva de Demanda Regulada	22
2.4. Consumo por sectores	23
2.5. Participación por Generador en la Generación Real del primer trimestre del 2012 .	24
2.6. Participación tipo de Usuario en Demanda Total de Energía	25
2.7. Precios promedio mensuales	26
2.8. Correlación entre las ventas al mercado regulado y la diferencia de precios entre los contratos bilaterales para el sector regulado y el no regulado	28
2.9. Demanda Anual Regulada	29
2.10. Proyección de la Demanda Residencial	29
2.11. Producto del MOR propuesto por Cramton	33
2.12. Curva de demanda regulada para el MOR	34
3.1. Curva de oferta diaria del Generador A	44
3.2. Reconciliaciones de los principales Generadores del MEM Colombiano	46
3.3. Gráfica de dispersión de las ofertas del Generador GenE	52
3.4. Rangos Raíz Generador GenE	53
3.5. Curva de Oferta Estadística y Curva de Oferta Esperada del Generador GenE . . .	53
3.6. Exposición en Bolsa del Generador GenE	54
3.7. Precio de Bolsa y Precios Promedio Ponderado de Contratos del Generador GenE	54
3.8. Histograma de Aversión al Riesgo	55

3.9. Curva óptima de cubrimiento de cubrimiento con valor promedio de precio de bolsa	55
3.10. Curva óptima de cubrimiento de cubrimiento con un alto precio de bolsa	56
3.11. Curva de Oferta en MOR del Generador GenE	56
4.1. Efectos de las alternativas de oferta	60
4.2. Funciones de demanda Máxima, Mínima y Real en el MOR	63
4.3. Determinación de prc_1 : Primer Paso de la Estimación de $OA_{m(k+1)}$	64
4.4. Determinación de SO_{k+1} : Segundo Paso de la Estimación de $OA_{m(k+1)}$	65
4.5. Determinación de $OA_{m(k+1)}$: Tercer Paso de la Estimación de $OA_{m(k+1)}$	65
4.6. Determinación de prc_{2m} : Primer Paso de la Estimación de la Oferta de los Competidores	66
4.7. Determinación de $OA_{m(k+1)}$: Segundo Paso de la Estimación de la Oferta de los Competidores	66
4.8. Región Factible	67
4.9. Determinación de la demanda residual	68
4.10. Determinación de la demanda residual	68
4.11. Estimación del Precio de cierre	68
5.1. Diferencia entre el Precio de Cierre (P_c) y el Precio de Cierre Modificado (P_{cm}) . .	76
5.2. P_c Vs n_x	78
5.3. P_c Vs $PP2$	78
5.4. Ritmo de oferta A_3 a lo largo de la subasta	80
5.5. Correlación de los parámetros de la subasta y la frecuencia de A_3	80
5.6. Precio de cierre Vs. $PP1$ minimo	81
5.7. Precio de cierre modificado Vs. $PP1$ minimo	81
5.8. Precio de cierre Vs. $PP1$ maximo	82
5.9. Precio de cierre modificado Vs. $PP1$ máximo	82
5.10. Correlación del los parámetros de la subasta con A_3 con $PP2 = 210$ \$/kWh	83
5.11. Tipos de Restricciones de oferta	85
5.12. Correlación de las restricciones de oferta y Precio de cierre	86
5.13. Correlación de las restricciones tipo 2 y Precio de cierre	86
5.14. Correlación de restricción tipo 2 y Precio de cierre con $PP2$ y $PP1$ constantes . . .	87

5.15. Correlación de porcentaje de rondas con Restricción tipo 2 y Precio de cierre con PP2 y PP1 constantes	87
A.1. Modelamiento de la oferta del Generador GenA	100
A.2. Modelamiento de la oferta del Generador GenB	101
A.3. Modelamiento de la oferta del Generador GenC	102
A.4. Modelamiento de la oferta del Generador GenD	103
A.5. Modelamiento de la oferta del Generador GenE	104
A.6. Modelamiento de la oferta del Generador GenF	105
A.7. Combinaciones de curva de oferta	108
A.8. Curva de Cubrimiento Óptimo del Sistema	109
A.9. Curva de Oferta Agregada Histórica para el MOR (OAh)	109
A.10. Curvas de Oferta históricas de los competidores de cada Generador	111
C.1. Parámetros Vs Precio de Cierre (Pc)	134
C.2. Parámetros Vs Precio de Cierre modificado (Pcm)	135
C.3. Parámetros Vs Precio de Cierre (Pc) con PP2 constante	136
C.4. Parámetros Vs Precio de Cierre modificado (Pcm) con PP2 constante	137

Introducción

“Nadie sabe de lo que es capaz hasta que lo intenta”

Publilio Siro (85-43 a.C)

Resumen

Este capítulo se centrará en la descripción de las bases conceptuales y metodológicas para el desarrollo de este trabajo. En la primera parte se hará una breve descripción sobre el problema central que aborda la tesis, luego se presentará el marco teórico pertinente para abordar la solución del problema. Seguido a esto, se presentarán algunos de los trabajos que se han desarrollado en relación con el tema central de esta tesis. Finalmente se presentarán los objetivos principales de este trabajo y la metodología propuesta para alcanzarlos. A manera de guía se presentará el esquema del documento en la última parte de este capítulo.

1.1. Planteamiento del Problema

El mercado mayorista de Energía Eléctrica en Colombia tiene dos mecanismos para tranzar la energía: La Bolsa de energía y Los Contratos bilaterales entre generadores y comercializadores. A su vez los contratos bilaterales pueden tener dos destinos: Mercado Regulado y Mercado no regulado. Los contratos para el mercado No regulado se negocian libremente entre generadores y comercializadores, mientras que los contratos para atender la demanda regulada se negocian con una serie de restricciones. Estas restricciones son necesarias ya que, es el comercializador quién gestiona la compra de energía, pero son los usuarios finales (usuarios regulados) quienes la pagan¹. Entonces, es claro que el comercializador no tiene un incentivo fuerte para buscar precios eficientes en los contratos de compra de energía para el mercado regulado. Frente a ese escenario se plantea un nuevo esquema en el mercado mayorista para transar la energía destinada al mercado regulado: El mercado organizado regulado (MOR) (CREG, 2006).

Buscando la estructuración de este nuevo modelo, la Comisión de Regulación de energía y Gas (CREG) contrató al consultor internacional Peter Cramton para trazar los lineamientos del nuevo mercado. Cramton, basado en su experiencia como consultor y en las características propias del mercado colombiano, plasmó su propuesta en el documento “Colombians Forward Energy Market” (Cramton, 2007) publicado por la CREG en la circular 044-2007. El esquema propuesto era básicamente una subasta de reloj descendente en la que se transan dos productos estándar:

¹La formula tarifaria transfiere los costos de compra de energía directamente a el usuario final

Un producto regulado y un producto no regulado. A partir de allí, la CREG ha publicado una serie de documentos con la intención de concretar los detalles y poner en marcha este nuevo esquema (Ver sección 2.5).

Entrando un poco más en detalle sobre la propuesta que se está discutiendo actualmente, se presentan a continuación sus principales aspectos:

- **Demanda Regulada:** La definen tres parámetros, el precio máximo al cual se asigna al menos un producto (*PP2*), el precio máximo al cual se asignan todos los productos de la subasta (*PP1*) y la cantidad total de productos a asignar en la subasta (*DOb*).
- **Mecánica de la subasta:** Dada la curva de demanda regulada, se dispone a formar la curva de oferta agregada a partir de las ofertas individuales de cada generador. La construcción de esta curva se realiza por rondas consecutivas, en las cuales un subastador define un intervalo de precio y los generadores ofertan la cantidad que están dispuestos a vender. Cada ronda tendrá un precio máximo igual al precio mínimo de la ronda anterior y un precio mínimo determinado por el subastador. La subasta termina cuando el exceso de oferta a determinado precio sea menor o igual a cero.
- **Producto transado:** También es definido con tres parámetros, cantidad de energía (*X* MWh-día), periodo de compromiso (tiempo de duración del contrato) y periodo de planeación (periodo entre el desarrollo de la subasta y el inicio del contrato).
- **Política de información:** Es el conjunto de información disponible para los participantes de la subasta antes, durante y después de su ejecución.
- **Tamaño de las rondas:** El tamaño de la ronda se refiere a la diferencia entre su precio mínimo y su precio máximo.

A pesar de los aportes que se han hecho a lo largo de este proceso (desde la concepción del MOR en el 2006 hasta el día de hoy), aún quedan dudas acerca de cuál es la mejor estructura posible de esta subasta para que, dadas las condiciones del mercado, se asegure la suficiencia financiera de los generadores y simultáneamente se logren precios eficientes para trasladar a los usuarios finales.

La implementación de un esquema equivocado puede generar grandes pérdidas que – bien sean asumidas por los generadores o por los usuarios – en últimas afectan a toda la sociedad. Por eso, en miras de poder escoger un esquema eficiente para la asignación de obligaciones en un mercado organizado de manera oportuna y acertada, se hace necesaria una herramienta que permita evaluar la sensibilidad de sus resultados frente a variaciones de los parámetros de la subasta.

En resumidas cuentas, *el problema que pretende abordar esta tesis es la construcción de una herramienta que permita evaluar la sensibilidad de los resultados de la subasta frente a variaciones en sus parámetros, teniendo en cuenta las particularidades del mercado de energía mayorista y de sus agentes.*

1.2. Marco teórico

Para el desarrollo de esta tesis será necesario tener algunos conceptos sobre varios campos de la teoría económica. En esta sección se presentarán de manera general.

1.2.1. Teoría de subastas

La subasta ha sido ampliamente usada a través de la historia para la asignación de una gran variedad de bienes. Hay muchos ejemplos conocidos sobre subastas, por ejemplo las subastas de arte, las subastas de objetos de personajes famosos, etc.

Aunque las subastas son algo familiar es importante concertar una definición. Una subasta es un mecanismo de asignación de productos que tiene dos características principales: 1) Se determina quién compra y cuánto paga por medio de la evaluación sistemática de las ofertas realizadas y 2) la identidad de los participantes no tiene trascendencia en la decisión final.

Las subastas son de gran utilidad cuando se quieren vender bienes cuyos valores no son fácilmente identificables, es por eso que son un método común de venta para obras de arte.

En los últimos años una gran cantidad de bienes públicos han pasado a manos de privados y en muchas ocasiones el método escogido para determinar su asignación han sido las subastas. Este hecho no es sorprendente, ya que otra de las características principales de una subasta es que permite que las asignaciones se hagan de manera transparente y neutral, y de escogerse un mecanismo adecuado se puede lograr también la eficiencia.

Hay una gran cantidad de tipos de subastas, que aunque se podrían clasificar desde distintos puntos de vista pueden enmarcarse de manera general desde tres dimensiones:

1. Tipo de bien subastado: El bien subastado puede ser un único objeto (subastas de un solo objeto), un conjunto de objetos idénticos (Subastas multi-objeto o de bienes divisibles) o un conjunto de objetos que pueden ser complementarios entre si (Subastas Combinatorias).
2. Abierta o cerrada: Los pujadores pueden presentar sus ofertas en una sola entrega (sobre cerrado) o pueden presentar e ir ajustando sus ofertas durante el desarrollo de la subasta (formato abierto o subastas dinámicas).
3. Método de fijación de precio: Esta dimensión es variada y depende de las dos dimensiones anteriores de la subasta. Por ejemplo, una subasta de bienes divisibles, de formato cerrado puede tener tres métodos de asignación del precio de la subasta:
 - Precio Uniforme: Todos los bienes adjudicados se pagarán al mismo precio independiente de la oferta realizada por los pujadores
 - Precio Discriminatorio: Los bienes adjudicados se pagarán al precio que cada pujador ofertó.
 - Subasta Vickrey: Cada bien adjudicado a un pujador es pagado basado en la curva de oferta agregada de los demás pujadores.

A manera de ejemplo se clasificará la subasta utilizada en la bolsa de energía colombiana. *En la bolsa de energía de Colombia se adjudica el derecho de vender energía para atender la demanda diaria del país (mercado Spot). El subastador recibe las ofertas de las centrales, dichas ofertas constan de dos datos: la cantidad de energía a vender y el precio. Luego, el subastador las ordena por orden de precio y va conformando una curva de oferta agregada. Finalmente, se encuentra el precio de cierre de la subasta como el mínimo precio con el que se puede atender toda la demanda.*

Se puede clasificar el mercado *Spot* de Colombia como una *Subasta de bienes divisibles*, ya que la demanda puede ser atendida por una o varias centrales, de *sobre cerrado*, porque los generadores entregan sus ofertas y no tiene la posibilidad de modificarla una vez cerrados los plazos y de *precio uniforme*, porque se calcula un único precio de cierre al que se pagará toda la energía comprada en la subasta. En el ejemplo anterior se debe notar que en esta subasta se *Compra* y normalmente se conciben las subastas como un instrumento para vender, este hecho algunas veces genera confusión, por lo tanto es un aspecto que se debe tomar con precaución.

Para hablar de subastas es importante mencionar algunos aspectos:

- Subastador: Ente encargado de administrar la subasta. Puede ser una persona, un comité o un software.
- Pujador: Es el participante de la subasta que está interesado en que le sea adjudicado el bien (objeto) de la subasta.
- Valoración: Es el valor que se le asigna al objeto subastado. Esta valoración puede ser distinta para cada pujador y también para el subastador.
- Eficiencia de la subasta: Se refiere al hecho de que el bien (o los bienes) sea adjudicado al pujador (pujadores) que tenga la mayor valoración. El objetivo de la sociedad es que las subastas sean eficientes, o dicho en otras palabras que los bienes queden en manos de los agentes para los cuales representen la mayor utilidad. Esta característica es uno de los aspectos más importantes con los que se evalúa el desempeño de una subasta.
- Optimalidad de la subasta: La Optimalidad de la subasta se logra con la maximización de los ingresos del subastador. este es el objetivo principal del subastador. También es uno de los aspectos más importantes para evaluar el desempeño de una subasta.
- Eficiencia Vs Optimalidad en la Subasta: No siempre como resultado de la subasta se alcanza la optimalidad y la eficiencia simultáneamente, es decir, no siempre el que realiza la mayor oferta es el que mayor valoración tiene sobre el bien. Existen varias fuentes de distorsión que pueden derivar en que no se alcance uno u otro de estos dos aspectos fundamentales de la subasta. Los diferentes esquemas de subasta tienen grados distintos de sensibilidad frente a cada una de las distorsiones. Lo anterior recalca la importancia de que en la medida de lo posible se escoja un esquema de subasta adecuado que permita alcanzar simultáneamente la eficiencia y la optimalidad.
- Características deseables de una subasta: Además de la eficiencia y la optimalidad, existen otras características que toman importancia dependiendo del objetivo de la subasta. Por

ejemplo la transparencia de un mecanismo puede ser importante para no limitar el ingreso de los pujadores, ya que algunos de ellos pueden considerar el mecanismo como riesgoso simplemente por falta de claridad sobre su estructura.

1.2.1.1. Modelamiento de subastas

El modelamiento de una subasta consiste en determinar cual es la estrategia de equilibrio de un *juego de información incompleta* (la subasta es el juego y los pujadores son los jugadores). Luego se determina cuál es la utilidad esperada en la subasta dada una estrategia de oferta. Para profundizar un poco en la metodología se presentará el modelamiento de una subasta de un objeto, de sobre cerrado y de segundo precio, que de ahora en adelante en este documento será nombrada como *subasta de segundo precio* (Krishna, 2002).

Hay un conjunto de N pujadores, y cada uno sabe que la valoración de los demás es una variable aleatoria X que esta distribuida en el intervalo $[0, w]$ con una distribución de probabilidad F y densidad de probabilidad f . El pujador i sabe que su valoración es igual a x_i y que la valoración de todos los pujadores en la subasta tienen la misma distribución de probabilidad (a esto se le llama pujadores simétricos).

Se pretende hallar una estrategia de equilibrio $\beta(x) = b$ con la cual cada agente determinará su oferta (b_i) de acuerdo a su valoración x_i .

En la *subasta de segundo precio* la dinámica es la siguiente. Los pujadores entregan sus ofertas en un sobre cerrado, el subastador las ordena de mayor a menor precio y asigna el bien al pujador con la máxima oferta. El pujador al que se le asigna el bien, paga el precio de la segunda mayor oferta. La utilidad de los jugadores se puede resumir como se muestra a continuación:

$$\Pi_i = \begin{cases} 0 & \text{si } b_i < \max_{i \neq j} b_j \\ b_i - \max_{i \neq j} b_j & \text{si } b_i > \max_{i \neq j} b_j \end{cases} \quad (1.1)$$

Dado lo anterior se puede decir que:

Proposición: En la subasta de *segundo precio* la estrategia de equilibrio es ofertar justamente la valoración propia. $\beta(x) = x$

Prueba: Si el pujador 1 oferta $z_1 \neq b_1$ y $p_1 = \max_{1 \neq j} b_j$ entonces:

1. Si $x_1 > z_1 > p_1$ ó $z_1 > x_1 > p_1$ ganará y su utilidad será igual a $x_1 - p_1$. Con b_1 habría ganado y su utilidad hubiera sido igual.
2. Si $p_1 > x_1 > z_1$ ó $p_1 > z_1 > x_1$ perderá y su utilidad será 0. Con b_1 habría perdido y su utilidad hubiera sido la igual.
3. Si $x_1 > p_1 > z_1$ perderá y su utilidad será 0. Con b_1 habría ganado y su utilidad hubiera sido igual a $x_1 - p_1$.
4. Si $z_1 > p_1 > x_1$ ganará pero su utilidad será negativa e igual a $x_1 - p_1$. Con b_1 habría perdido y su utilidad hubiera sido igual a 0

Ya que en cualquier caso la utilidad obtenida se maximiza al ofertar b_1 no existe ningún incentivo para ofertar un valor distinto de la valoración propia y por lo tanto se comprueba que β es la estrategia de equilibrio.

La siguiente parte del modelamiento de una subasta consiste en estimar el valor esperado del pago que hará un pujador en la subasta. Recordando que en esta subasta se está suponiendo que los pujadores son simétricos entonces, la probabilidad de que un pujador que oferta x gane la subasta, es igual a la probabilidad de que simultáneamente las ofertas de todos los demás pujadores sea menor que x :

$$\begin{aligned} P(x_i > \max_{j \neq i} b_j) &= \prod P(x_j < x_i) \quad j = 1, 2, \dots, i-1, i+1, \dots, N \\ &= F^{N-1}(x) \end{aligned} \quad (1.2)$$

Lo expresado por la ecuación 1.2 hace referencia a los *Estadísticos de Orden*, concepto usado generalmente en el modelamiento de subastas.

Suponiendo que para el pujador 1 existe una variable (Y_1) que representa el valor más alto de las valoraciones de los demás participantes, se puede decir que Y_1 es el estadístico de más alto orden (X_2, X_3, \dots, X_N). La función de probabilidad de Y_1 es $G(y) = F(y)^{N-1}$ siempre y cuando los pujadores sean simétricos.

Con esta nueva variable podemos expresar el pago esperado (m) del pujador 1 como:

$$\begin{aligned} m &= (\text{Probabilidad de ganar}) * E(\text{Oferta perdedora más alta}) \\ m(x) &= G(x) * E[Y_1 \mid Y_1 < x] \end{aligned} \quad (1.3)$$

1.2.1.2. Otros aspectos sobre las subastas

Precio de reserva

Así como los pujadores, el subastador también puede tener alguna valoración sobre el bien que esta subastando. El precio de reserva representa esa valoración. No necesariamente el precio de reserva (r) es igual a la valoración del subastador (x_0) por eso es importante no confundirlos. La diferencia entre los dos se entiende fácilmente si se hace una analogía entre el subastador y el pujador: La oferta (b_i) es al pujador como el precio de reserva (r) es al subastador. El precio de reserva se incluye con facilidad en la dinámica de la subasta: “El precio de reserva es el valor mínimo que se debe pagar para que el bien sea adjudicado”

La existencia de un precio de un reserva (r) afecta el resultado de la subasta desde varios puntos de vista. Por ejemplo, si antes de la subasta el subastador publica un precio de reserva, es probable que se reduzca el número de participantes de la subasta ya que un pujador con una valoración menor que el precio de reserva ($x_i < r$) nunca obtendrá una utilidad positiva al participar en la subasta. Evidentemente la reducción del numero de participantes puede tener un efecto negativo sobre la eficiencia de la subasta ya que se reduce la competencia dentro de la misma.

La reducción de la competencia no es el único efecto que tiene el precio de reserva sobre el resultado de la subasta, con un sencillo ejemplo se puede evidenciar este hecho. En una *subasta de segundo precio* el subastador (que tiene una valoración x_0) fija un precio de reserva r ($r \geq x_0$). La mayor oferta recibida en la subasta es x_1 y la segunda es x_2 . En esas circunstancias el precio de reserva trae beneficios al subastador si $x_1 > r > x_2$ ya que el ingreso es mayor que de no haber fijado un precio de reserva. Sin embargo si $r > x_1$ y $x_2 > x_0$ el precio de reserva tiene un efecto negativo por doble partida. Por un lado tiene un efecto negativo sobre la utilidad del subastador quien al no haber asignado el bien, la utilidad que obtiene por el bien es simplemente x_0 mientras que sin precio de reserva la utilidad obtenida al vender el objeto (x_2) hubiese sido mayor. Por otro lado el precio de reserva tiene un efecto negativo sobre la eficiencia de la subasta ya que el bien no queda en manos de quien tiene la mayor valoración del bien (x_1).

Otro de los aspectos que puede verse afectado por el precio de reserva es la estrategia de equilibrio de los agentes pero el efecto concreto se debe evaluar desde las particularidades de cada esquema.

Cuando existe la expectativa de adquirir el bien en una subasta posterior, los pujadores pueden ajustar sus estrategias en función de esa posibilidad. En ese caso, el precio de reserva no tiene una influencia tan grande sobre las ofertas, ya que una estrategia puede ser planteada considerando que el precio de reserva disminuirá en el futuro.

Para contrarrestar este efecto, el subastador podría fijar precios de reserva bajos en la subastas presentes e ir aumentando este valor con el tiempo.

También se puede optar por no descubrir el precio de reserva pero en ese caso se debe tener en cuenta que los pujadores pueden llegar a estrategias que incluyen la especulación sobre el comportamiento del precio de reserva. Por eso, solo es recomendable si es evidente que el precio de reserva aumenta con el pasar del tiempo.

Teorema de la equivalencia del Ingreso

Si se tienen pujadores simétricos y neutrales al riesgo, el ingreso esperado bajo cualquier esquema de subasta es igual. Lo anterior se cumple siempre y cuando el pago esperado de un pujador con valoración $x = 0$ sea igual a 0 ($m(0) = 0$, ver ecuación 1.3).

A pesar de lo anterior, escoger un esquema de subasta idóneo es importante si se quiere alcanzar la eficiencia y la optimalidad en una subasta, porque normalmente los participantes de una subasta *no son simétricos ni neutrales al riesgo*. Por ejemplo, si se tienen pujadores adversos al riesgo, el ingreso esperado es mayor en una *subasta de primer precio*² que en una *subasta de segundo precio*. Sin embargo, bajo el mismo escenario, la *subasta de segundo precio* determina asignaciones más eficientes que la *subasta de primer precio* (Krishna, 2002).

²Es una subasta de sobre cerrado en la que el objeto se le asigna al mejor postor quien paga por él el precio ofertado. Normalmente, si no se hace ninguna aclaración sobre el tipo de producto subastado se refiere a subastas de un solo objeto

1.2.2. Conceptos para evaluación de portafolios

Un portafolio financiero es un conjunto de activos, cada uno con una rentabilidad y un riesgo específicos. El propósito de un portafolio consiste en determinar la participación de los activos que maximiza la rentabilidad con un nivel aceptable de riesgo (Grinblatt and Titman, 2001).

La definición anterior tiene varios puntos para resaltar y/o complementar:

- Las inversiones de un portafolio se hacen en tiempo presente pero su rendimiento real se conocerá a futuro. Es evidente que la rentabilidad es una variable aleatoria. Normalmente cuando se declara un valor de rentabilidad se refiere a un **Valor Esperado**
- El riesgo de una variable aleatoria se puede caracterizar con la **Varianza de la rentabilidad**
- Un inversionista racional buscará maximizar la rentabilidad de su portafolio y minimizar su riesgo, sin embargo normalmente los dos objetivos no son fáciles de alcanzar simultáneamente. Las inversiones riesgos tienen asociados valores altos de rentabilidad y a su vez, las inversiones seguras tienen valores bajos de rentabilidad.
- Un agente puede tener distintas preferencias de riesgo. Por ejemplo, la persona A prefiere invertir en acciones y B prefiere adquirir CDTs (Certificados de Deposito a Término). Si se supone que los dos son racionales e ignorando el riesgo de los activos, ambos preferirían invertir en acciones porque tiene una rentabilidad esperada mayor que los CDTs. Ahora, bajo la misma suposición de racionalidad pero teniendo en cuenta que el riesgo asociado a las acciones es mayor que el del CDT podemos concluir que A tiene una tolerancia mayor al riesgo o dicho de otra forma: *la aversión al riesgo* de B es mayor que la de A .
- La *aversión al riesgo* no necesariamente es constante. Por ejemplo, un jugador de poker suele ser más arriesgado en sus apuestas si juega con su pozo lleno que si lo hace solo con sus restos.

Ya que hay dos variables de decisión a la hora de evaluar un portafolio (o un activo) no es tan sencillo establecer un orden objetivo entre inversiones con distintos niveles de riesgo y rentabilidad. Frente a este problema surge una herramienta de gran valor: **La función de utilidad**

La *función de utilidad* busca parametrizar las preferencias de un agente respecto a la relación riesgo-ganancia (Taha, 2007) y con esto reducimos el problema de evaluación de un portafolio a la maximización a una única variable. La utilidad ($U(p)$) de un portafolio (p), se puede construir a partir de tres variables: La rentabilidad esperada ($E[p]$), el riesgo ($Var[p]$) y la aversión al riesgo (γ). Se puede relacionar las tres variables de distintas maneras, una de ellas es la **Linear Mean-Variance Utility Function**.

$$U(\tilde{p}) = E[\tilde{p}] - \gamma Var[\tilde{p}] \quad (1.4)$$

La utilidad aumenta a medida que el valor esperado de la rentabilidad aumenta y disminuye si el riesgo de la inversión aumenta. La importancia que tiene el nivel de riesgo en la valoración final es determinado por la aversión γ .

Sí $\gamma = 0$, hay indiferencia frente al riesgo, en ese caso el agente no tiene en cuenta el riesgo sino únicamente el valor esperado de las inversiones, para valorar su utilidad. Valores mayores de γ implican una mayor penalización al riesgo para la comparación de diferentes alternativas.

1.2.3. Teoría de la decisión

Los problemas de decisión se podrían definir como la situación en la que un agente debe escoger una de varias opciones para maximizar el beneficio que recibirá a futuro. Los problemas de decisión se pueden clasificar de acuerdo a la información disponible en tres categorías: Decisión bajo certidumbre, Decisión bajo riesgo y Decisión bajo incertidumbre (Taha, 2007). Este tipo de problemas son similares a los problemas clásicos de *Teoría de juegos*, pero entre los dos existe una diferencia importante. En la teoría de juegos existen oponentes que se comportan estratégicamente mientras que en la teoría de la decisión el “oponente” es la naturaleza³ y esta no tiene un comportamiento estratégico.

1.2.3.1. Decisión bajo certidumbre:

Podemos incluir en esta categoría aquellas situaciones en las que las ideas, los sentimientos y las emociones se cuantifican, estableciendo escalas numéricas subjetivas para poder calificarlas y así, comparar fácilmente las diferentes alternativas. Para poder resolver estos problemas la metodología más usada es el Proceso de Jerarquía Analítica (AHP, por sus siglas en inglés), que consiste en asignar pesos a los diferentes criterios de evaluación de una alternativa. Por ejemplo, para escoger entre dos esquemas de subastas se está usando como únicos criterios de evaluación la transparencia y la neutralidad de la subasta. Lo primero que se debe hacer es calificar cada criterio en las dos subastas con una escala cuantitativa. Luego se deben asignar pesos a cada criterio (una opción puede ser: la neutralidad es 2 veces más importante que la transparencia). Finalmente se calcula la calificación de cada subasta como el promedio ponderado de las calificaciones de los criterios. (Taha, 2007)

1.2.3.2. Decisión bajo riesgo:

Este tipo de problemas se presentan cuando las ventajas asociadas a las diferentes alternativas dependen de escenarios que se describen con distribuciones de probabilidad. En esta categoría se encuentra el problema de la determinación de un portafolio óptimo ya que su resultado es una variable aleatoria que podemos representar a través de una función de probabilidad. Tal como se mencionó en el apartado anterior, el parámetro más usado para escoger un portafolio óptimo es el valor esperado de la rentabilidad, aunque también se pueden incluir aspectos como la aversión

³No se debe encasillar el término “Naturaleza” con lo referido a la flora, fauna, geografía, clima, etc., ya que ese término se usa para describir las características propias de un contexto.

	A	B	E
$P1$	u_{A1}	u_{B1}	u_{E1}
$P2$	u_{A2}	u_{B2}	u_{E2}

Tabla 1.1: Tabla de decisión sobre portafolios

	s_1	s_2	\cdots	s_n
a_1	$v(a, s_1)$	$v(a_1, s_2)$	\cdots	$v(a_1, s_n)$
a_2	$v(a_1, s_1)$	$v(a_2, s_2)$	\cdots	$v(a_2, s_n)$
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
a_m	$v(a_m, s_1)$	$v(a_m, s_2)$	\cdots	$v(a_m, s_n)$

Tabla 1.2: Tabla de Decisión bajo Incertidumbre

al riesgo utilizando una *función de utilidad*. El problema del portafolio óptimo se puede plantear como un problema de decisión bajo riesgo. En un mercado se puede presentar uno de tres estados: al alza (A), a la baja (B) o en equilibrio (E). Cada estado tiene una probabilidad asociada de presentarse: p_A , p_B y p_C ⁴ respectivamente. En ese mercado se debe escoger entre dos portafolios ($P1$ y $P2$). Cada portafolio tendrá una ganancia esperada (u_{ix}) para cada estado tal como se presenta en la tabla 1.1. Entonces una estrategia de decisión puede ser escoger la alternativa que ofrezca el mayor valor esperado:

$$E[U \mid P1] = (p_A)(u_{A1}) + (p_B)(u_{B1}) + (p_E)(u_{E1})$$

$$E[U \mid P2] = (p_A)(u_{A2}) + (p_B)(u_{B2}) + (p_E)(u_{E2})$$

Si $E[U \mid P1] > E[U \mid P2]$ Entonces se debe escoger $P1$

Si $E[U \mid P2] > E[U \mid P1]$ Entonces se debe escoger $P2$

1.2.3.3. Decisión bajo incertidumbre:

Las decisiones bajo incertidumbre se caracterizan porque las alternativas escogidas pueden desarrollarse en distintos estados de la naturaleza y no se conoce la probabilidad de ocurrencia de ninguno de estos estados (aleatoriedad). Una decisión con m alternativas y n estados de la naturaleza, conforma una matriz como la tabla 1.2 Donde $v(a_i, s_j)$ corresponde a la retribución de la alternativa i en el estado j (Taha, 2007). Para tomar decisiones bajo incertidumbre existen varios criterios:

- Criterio de Laplace: El criterio de Laplace o criterio de razón insuficiente, plantea que no existen pruebas que indiquen que las probabilidades de cada estado sean diferentes. Entonces las alternativas se evalúan con la hipótesis optimista de que todos los estados tienen la misma probabilidad (Taha, 2007). Con esta suposición se puede trabajar el problema como uno de Decisión bajo riesgo.
- Criterio maximin: Se basa en la actitud conservadora de elegir la mejor opción en el peor escenario. Entonces, para cada alternativa se determina cuál será la ganancia más baja (o

⁴ $p_A + p_B + p_C = 1$

la pérdida más alta) que se puede dar con alguno de los escenarios. Luego se determina cual de las alternativas me ofrece la máxima ganancia (menor pérdida) en el peor escenario.

- Criterio arrepentimiento de Savage: El criterio de pesadumbre o arrepentimiento de Savage modera el conservatismo del criterio maximin creando una matriz de arrepentimiento para luego aplicar el criterio maximin (Taha, 2007). La matriz de arrepentimiento se construye de la siguiente manera:

$$r(a_i, s_j) = \begin{cases} v(a_i, s_j) - \min(v \mid a_i) & \text{si } v \text{ es pérdida} \\ \max(v \mid a_i) - v(a_i, s_j) & \text{si } v \text{ es ganancia} \end{cases} \quad (1.5)$$

- Criterio de Hurwicz Está diseñado para reflejar actitudes que vayan desde la más optimista hasta la más pesimista. Para esto se define el índice de optimismo α , cuyo valor puede ir desde 0 hasta 1, siendo 0 el más pesimista y 1 el más optimista (Taha, 2007). El índice de optimismo se utiliza para ajustar un valor medio entre la mínima y la máxima ganancia de una alternativa, como se muestra en la ecuación 1.6. (Taha, 2007)

$$v(a_i) = \alpha \max[v(a_i, s_j) \mid a_i] + (1 - \alpha) \min[v(a_i, s_j) \mid a_i] \quad (1.6)$$

1.3. Estado del arte

La mayoría de los mercados mayoristas de energía eléctrica en el mundo, utilizan subastas como mecanismo de compra y venta (Bichpuriya and Soman, 2010).

Normalmente, los mercados de energía eléctrica cuentan con dos mecanismos de negociación: uno centralizado y de corto plazo tipo Spot y otro de largo plazo constituido tradicionalmente por contratos bilaterales (Stoft, 2002). En muchos países, los mercados Spot son subastas multiunidades de formato cerrado. El modelamiento de este tipo de subasta ha sido ampliamente abordado.

1.3.1. Modelamiento de Subastas de mercado spot

Las subastas de sobre cerrado se caracterizan porque las asignaciones se determinan a partir de una única oferta entregada por cada generador de manera simultánea junto con sus competidores. Luego, se asignan los derechos de venta a los generadores por orden de precio hasta adquirir toda la energía demandada (Bichpuriya and Soman, 2010)

El modelamiento es una herramienta de gran utilidad para determinar las características adecuadas de las subastas de manera que se logren asignaciones óptimas y eficientes. En la literatura internacional se pueden encontrar varios trabajos que se aproximan al modelamiento de subastas del sector eléctrico como (Zender and Wang, 2002) y (Kemplerer, 2002), quienes se ocupan específicamente, de las subastas multiunidades de sobre cerrado.

En Colombia se pueden citar autores como (Santa Maria et al., 2009), (Gallego V., 2008), (Espinosa, 2009) y (Diaz C, 2011) que con sus trabajos ponen en evidencia inconvenientes de las

subasta de sobre cerrado con precio uniforme para el mercado mayorista colombiano de energía eléctrica. El modelamiento de este tipo de subastas se ha hecho desde diferentes enfoques, desde el modelamiento del comportamiento de la oferta de agentes generadores basado en agentes de software (Gallego V., 2008) , hasta la econometría estructural (Espinosa, 2009).

Miguel Espinosa realiza una aproximación a los mecanismos de subasta para el mercado spot a través de la econometría estructural, este tipo de econometría no consiste únicamente en verificar hipótesis utilizando la econometría de regresiones, sino también, en estimar restricciones y características verificables de la teoría económica y por esta razón es correcto emplearla para modelar subastas (Espinosa, 2009).

Espinosa, demuestra con su trabajo que un esquema de subasta discriminatorio hubiese conseguido mejores resultados que el esquema de subasta uniforme. Para esto se explica como el esquema de subasta uniforme presenta mayores incentivos para que los generadores sobredimensionen los costos reales. También está dentro de sus objetivos el proponer una metodología rigurosa para resolver las dudas sobre la idoneidad de diferentes tipos de subasta y presentar una modelación teórica (económica) del comportamiento de los generadores.

Wolfram con su publicación *Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales* (Wolfram, 1998) se sitúa como uno de los autores más importantes en el marco conceptual de Espinosa. Wolfram realizó un estudio sobre los incentivos en el sector eléctrico del Reino Unido de dos agentes con distintos tipos de plantas, y a partir de este estudio Espinosa caracterizó los incentivos de cinco tipos de generadores teniendo en cuenta las características propias del sector eléctrico. A partir de la caracterización de los generadores, Espinosa determinó los incentivos que tienen los agentes para sobredimensionar los costos en cada esquema de subasta.

Espinosa habla de dos posibilidades de aproximación teórica: Por medio de un “análisis bajo forma reducida” y “análisis estructural”. La primera requiere que el mercado objeto de análisis se haya enfrentado a diferentes mecanismos de subasta, para hacer comparaciones entre los resultados de ellas (Espinosa, 2009), además un análisis de este tipo también supone que las variables del mercado que influyen en los resultados de la subasta no cambian en el tiempo y también que los parámetros que inciden en las estrategias de los agentes no cambian en los diferentes esquemas de subastas que se implementen en el mercado.

El análisis estructural no necesita experiencia del comportamiento de los agentes en el mercado, ya que desarrolla modelamiento de los agentes a partir de las características del esquema de mercado. Este tipo de análisis fue el utilizado por Wolfram en su estudio sobre el resultado de las subastas diarias en el mercado eléctrico en Inglaterra y también Hortacsu y Puller basaron su estudio sobre el comportamiento del mercado eléctrico en Texas en este tipo de análisis.

Finalmente, se llega a las estrategias de equilibrio de cada esquema de subasta con las que se puede estimar el gasto total del subastador en cada una (Optimalidad).

Luego de este desarrollo el autor tiene las herramientas suficientes para concluir que de los esquemas de subastas multiunidades más conocidas, el regulador colombiano, escogió el que genera mayores gastos, además también pone en evidencia que los generadores con mayor capacidad son más proclives a inflar los costos que los generadores con menor capacidad.

Otro trabajo que evalúa el funcionamiento de las subasta de mercado Spot es el de (Diaz C, 2011). En él, se estudian las ofertas de las centrales utilizando herramientas econométricas para identificar estrategias. Se compara la actual subasta uniforme del mercado Spot con la subasta discriminatoria y con posibles cambios regulatorios. Se observó la distribución del precio de bolsa de la hora pico (19) y la hora valle (03) durante un periodo de tres meses y se clasificaron las centrales como inactivas, moderadamente inactivas, moderadamente activas y activas, según el número de ofertas en este periodo, siendo las primeras las de menor número de ofertas. Se encontró que tomando el precio como variable de oferta el 78% de las centrales son activas o moderadamente activas, mientras que tomando la disponibilidad comercial (cantidad) la mayoría son inactivas. También se ve que la actividad esta relacionado con el tamaño de la central, las más grandes son más activas. Se concluye que existe un comportamiento estratégico de las centrales en el mercado Spot y esto puede ser corregido a través de una política regulatoria adecuada (Diaz C, 2011).

1.3.2. Modelamiento de subastas multi-ronda

Aunque las subastas de sobre cerrado son las más comunes para los mercados Spot, algunos mercados como el National Electricity Market (NEM) de Australia usan subastas multi-ronda (Contreras et al., 2001). En estas subastas se realizan ofertas sucesivas con las que se va ajustando el precio de cierre y las asignaciones resultantes. (Contreras et al., 2001). La hipótesis de (Contreras et al., 2001), consiste en que las subastas de varias ronda tienen mejores resultados porque permiten la adaptación de las ofertas de los generadores. Para comprobar la hipótesis, se simula el equilibrio de mercado de subastas multi-ronda con distintas reglas de parada, con la ayuda de un modelo desarrollado en MATLAB que consta de cuatro módulos:

1. Modulo de inicialización: Contiene archivos auxiliares como la demanda, los costos de los generadores, las reglas de la subasta, el número de rondas, etc.
2. Módulo de liquidación: Con base en las ofertas, determina el precio de equilibrio para cada ronda.
3. Módulo de Optimización: Para cada generador, se maximiza su beneficio basado en el precio de equilibrio del módulo anterior, calculando así la cantidad oferta de la siguiente ronda.
4. Módulo de Estrategias de oferta: Para cada generador, se recibe el precio de equilibrio y la cantidad ofertada y determina los pares precio-cantidad de la oferta para la siguiente ronda

La herramienta de simulación funcionó satisfactoriamente y a partir de ella se logró dar evidencia empírica de las ventajas de las subastas de sobre cerrado sobre las subastas multi-ronda, principalmente en lo que se refiere a la transparencia y los costos de transacción (Contreras et al., 2001).

1.3.3. Modelamiento de Subasta de Largo plazo

Aunque las subastas multi-ronda no presentan ventajas en el mercado spot de energía eléctrica, si poseen grandes ventajas en otro tipo de mercados del sector eléctrico (Morey, 2001). Uno de estos mercados es el de contratos de largo plazo. El modelamiento de este tipo de subastas no ha sido ampliamente abordado. De hecho (Roubik Rojas, 2008) plantea que hay gran investigación en el campo de los mercados Spot, pero que esto no contribuye al entendimiento del comportamiento de los agentes en subastas de compromisos de largo plazo (como el MOR). También se encuentra que las escasas investigaciones sobre subastas de contratos han fallado en incorporar la aversión al riesgo que caracterizan a los generadores y en que olvidan que la utilidad marginal de los contratos es decreciente. Otra de las conclusiones de la revisión bibliográfica es que no existe claridad sobre las variables que afectan las ofertas de los generadores en estas subastas

(Roubik Rojas, 2008) establece una metodología para entender las ofertas de los generadores en una subasta de contratos de largo plazo. Esta metodología consiste en aplicar el concepto financiero de maximizar la utilidad de un portafolio entendida con una LMVUF (ecuación 1.4). En primera instancia se plantea una función de ingresos netos ($\tilde{\pi}$)⁵ del portafolio que tiene un generador para vender su energía generada \tilde{y} (ecuación 1.7).

$$\tilde{\pi} = \tilde{p} \cdot [\tilde{y} - h] + b \cdot h - \tilde{r} \cdot \tilde{y} \quad (1.7)$$

Los dos activos que conforman el portafolio son: ventas por contratos h y ventas en el mercado spot $y - h$. Las demás variables de la ecuación 1.7 son el precio del mercado (\tilde{p}), el costo de la energía primaria (\tilde{r}) y el precio promedio de contratos (b).

$$U(\tilde{\pi}) = E[\tilde{\pi}] - \gamma \cdot Var[\tilde{\pi}] \quad (1.8)$$

La ecuación 1.8 plantea una función de utilidad para incluir el valor esperado y el riesgo de los ingresos como una LMVUF. El riesgo de cada variable aleatoria es σ_x^2 y la aversión al riesgo de cada agente es γ . Al derivar la función e igualarla a 0 para encontrar un valor máximo se llega a la ecuación 1.9.

$$\frac{\bar{p} - b}{2 \cdot \gamma \cdot \sigma_p^2} = y - h \quad (1.9)$$

Como conclusión, Roubik explica que las ofertas de los generadores dependerán únicamente de la diferencia esperada entre el precio spot y el precio del contrato, de la volatilidad del precio spot y de su aversión al riesgo.

⁵El acento en las letras indica que son variables aleatorias

1.3.4. Modelamiento de Subastas de Reloj Descendente

Hay otro tipo de subasta específica que además de ser una subasta dinámica es comúnmente usada para la transacción de contratos de largo plazo, “*Subasta de reloj descendente*”, propuesta por Peter Cramton (Cramton and Stoft, 2007)⁶. Este tipo de subasta se ha comenzado a implementar en los mercados eléctricos, por ejemplo en España, desde el 2007 está funcionando las subastas CESUR (Contratos de energía para el suministro de último recurso) que tienen por objeto fomentar la liquidez de los mercados a plazo y estabilizar la tarifa integral, protegiéndola de la volatilidad del precio de bolsa. Este esquema es muy similar al que plantea el MOR. (Genger de Manzanos, 2010)

Este tipo de subastas han sido abordadas por autores como (Ausbel and Cramton, 2002), (Milgrom, 2000) quienes se han encargado de determinar estrategias de equilibrio. En sus trabajos plantean los aspectos que se deben tener en cuenta para que se logre maximizar la optimalidad y/o la eficiencia de la subasta. Las subastas multi-ronda como la de reloj descendente, normalmente son llamadas subastas dinámicas o de formato abierto. La principal ventaja de este tipo de subastas es la reducción de la maldición del ganador, ya que el descubrimiento de la valoración común de los bienes se hace a lo largo de la subasta y al mismo tiempo se van adaptando las ofertas de los participantes frente a dicha valoración (Cramton, 1998). Esto es de gran utilidad cuando se transan obligaciones de largo plazo, ya que están en juego grandes cantidades de dinero y consecuentemente, una mala estimación del valor del bien, tendría un gran impacto en las finanzas de la empresa.

1.4. Objetivos de la tesis

El objetivo principal de la tesis es *Generar un modelo microeconómico del esquema de subasta de reloj descendente aplicado en el MOR que incluya las características propias de sus agentes, el balance de las transacciones del mercado en los últimos años y el poder de mercado, a partir del cual se pueda evaluar la optimalidad de las asignaciones.*

1.4.1. Objetivos Específicos

1. Crear un modelo de la subasta en el que se incluyan las características del portafolio de los agentes generadores.

⁶La subasta de reloj descendente consiste en formar la curva de oferta agregada a partir de rondas sucesivas. En cada ronda, un subastador define un intervalo de precio en el que los interesados deberán ofertar las cantidades que están dispuestos a entregar. Cada ronda tendrá un precio máximo igual al precio mínimo de la ronda anterior y un precio mínimo determinado de manera no sistemática por parte del subastador. En cada ronda se agregan las ofertas de todos los generadores. La subasta termina cuando - dada una curva de demanda - el exceso de oferta sea menor o igual a cero. Existe una regla adicional para impedir un comportamiento anticompetitivo por parte de los generadores: Los Generadores solo podrán mantener o disminuir la cantidad ofertada conforme avance la subasta (Ausbel and Cramton, 2006).

2. Modelar el comportamiento de las ofertas de los agentes del mercado organizado colombiano.
3. Evaluar la optimalidad del esquema propuesto ante la incertidumbre sobre la curva de demanda regulada. En particular se estudiará el efecto de la variación de los precios PP1 y PP2 en la curva de demanda regulada.
4. Evaluar la optimalidad del esquema propuesto ante la incertidumbre sobre el tamaño de las rondas de oferta. En particular, será de interés estudiar el efecto del poder de mercado en cada ronda.

1.5. Solución Propuesta

El modelo del MOR propuesto consta de dos partes. El **Modelamiento de los generadores** y el Modelo de la subasta cuya parte fundamental es el **Modelamiento de la toma de decisiones**.

Para establecer el modelo de los generadores se empezará por recolectar la información sobre las ofertas en el mercado Spot y la energía generada de seis generadores. El periodo de análisis será el comprendido entre el 01 de enero de 2001 y el 31 de diciembre del 2010. A partir de dicha información se modelará una curva de oferta de los generadores como un conjunto de variables aleatorias. Esta curva se ajustará a través del concepto de portafolio óptimo el cual tendrá en cuenta las preferencias de riesgo de cada agente calculado a partir del nivel de exposición en bolsa, y la diferencia entre precios de bolsa y de contratos en el periodo de análisis. El resultado principal del modelamiento de los generadores es la curva de oferta del MOR.

El modelo de la subasta está constituido por dos módulos: 1) Modelamiento de la Toma de Decisiones y 2) el Subastador. El modelamiento de las decisiones de los generadores recibirá información de cada ronda y del modelo de los generadores. A partir de esta información establecerá cual es la mejor alternativa de oferta, con un algoritmo basado en la teoría de la decisión y el concepto de demanda residual. El módulo subastador recibe las ofertas de los generadores y establece si hay o no exceso de oferta, si hay exceso de oferta entonces define el precio de oferta de la siguiente ronda, si no hay exceso de oferta entonces determina el precio de cierre. En la figura 1.1 se presenta un esquema del modelo.

Los parámetros de entrada de la subasta, son PP2, PP1, la demanda Objetivo (DOb) y el número máximo de rondas (tamaño de ronda). Cada parámetros tendrá un número finito de valores posibles. Combinando los valores de los parámetros se establecerán escenarios. El resultado principal del modelo bajo cada escenario es el precio de cierre de la subasta.

Lo descrito en esta sección se implementará en MATLAB, con lo que se podrá simular un buen número de escenarios, obteniendo así la información suficiente para evaluar la optimalidad de la subasta (a partir del precio de cierre) frente a variaciones de los parámetros.

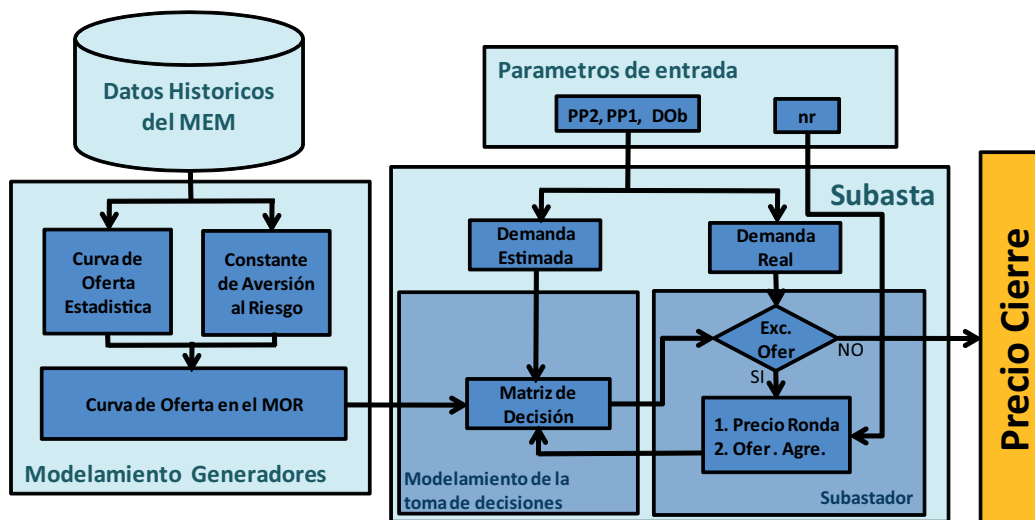


Figura 1.1: Esquema del modelo implementado

1.6. Estructura del Documento

El primer capítulo de este documento ha buscado contextualizar al lector sobre el problema que se aborda y el marco conceptual que se utilizará para resolverlo. El segundo capítulo tiene dos objetivos, presentar de manera general el mercado eléctrico colombiano y presentar el mecanismo que se busca modelar: el Mercado Organizado (MOR). Se realiza un acercamiento al MOR desde la justificación de su origen, hasta la descripción general del modelo propuesto.

Los capítulos cuatro y cinco, son los que presentan el modelo del MOR. En el cuarto se describe en detalle el Modelamiento de la oferta de los Generadores y en el quinto el Modelamiento de la Toma de Decisiones. En el capítulo sexto se presentan los principales resultados obtenidos del modelo y se realiza el análisis correspondiente. Finalmente, en el capítulo siete se presentan las principales conclusiones.

Mercado Organizado (MOR)

“Las leyes inútiles debilitan a las necesarias”

Montesquieu (1689-1755)

Resumen

La primera parte de este capítulo presenta una breve descripción del Mercado Eléctrico Mayorista de Colombia (MEM), abordando a grandes rasgos la estructura técnica, comercial e institucional del sector eléctrico, se hará especial énfasis en el Mercado de Energía del Sector Regulado. Seguido a esto, se hace un recuento del proceso de estructuración del MOR que se ha venido dando los últimos años. Se empezará haciendo mención de las razones que dieron origen a este mecanismo. Luego se hará un resumen de la propuesta inicial de esta subasta y de la discusión de los agentes del mercado sobre la misma. Después, se mencionarán los aspectos más importantes sobre la propuesta más reciente de reglamentación del MOR. Finalmente, se incluye en este capítulo la presentación del modelo propuesto para evaluar la optimalidad de la subasta.

2.1. Esquema general del Mercado de Energía Mayorista (MEM)

En este capítulo y en general en todo el desarrollo de la tesis, fue fundamental disponer de la base de datos NEON. Esta BD que concentra una gran cantidad de información relevante sobre el mercado mayorista de la energía eléctrica, es manejada por la empresa *XM Compañía de Expertos en Mercados*. Esta empresa también es la encargada de la administración del sistema de intercambio comercial (ASIC) y de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación del sistema (CND).

A menos que se indique lo contrario, todos los datos presentados tienen como fuente la base de datos NEON.

Antes de empezar a describir la estructura física y comercial del Sector Eléctrico en Colombia, es importante conocer el conjunto de instituciones relacionadas con el Sector Eléctrico colombiano. A continuación se hará referencia a las funciones de las principales instituciones.

1. Ministerio de Minas y Energía: Entidad encargada de establecer los lineamientos para asegurar el correcto funcionamiento del sector(Ver Artículo 67, ley 142 de 1994).
2. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): Entidad encargada de la planeación en el Sector Eléctrico. Entre los documentos que elabora, uno de los más importantes para

el sector es el “Plan Expansión de Referencia, Generación - Trasmisión”. En él se hace una descripción sobre el estado actual de la demanda de energía eléctrica, de la economía nacional y de los subsectores de Generación y Trasmisión. Luego se plantean escenarios futuros de la demanda y se establecen los proyectos de generación o trasmisión que son necesarios para asegurar el cubrimiento de la demanda futura y la confiabilidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional (Ver Artículo 16, Ley 143 de 1994).

3. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG:) Entidad encargada de construir el marco regulatorio del sector para “..asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado” (Artículo 74.1., ley 142 de 1994).

Dadas las funciones encomendadas por la ley, es responsabilidad de la CREG regular un esquema para el funcionamiento idóneo del MOR.

4. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: Entidad encargada de “vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados; y sancionar sus violaciones” (Artículo 79.1, ley 142 de 1994)
5. Administrador del Sistema de Intercambio comercial (ASIC): “Es el encargado de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores”¹. Tal como se menciono antes, XM es la empresa que cumple estas funciones. Es importante mencionar que XM es una de las empresas filiales de la Compañía Interconexiones Eléctricas S.A. (ISA) (Ver Parágrafo 1 Artículo 167, Ley 142 de 1994).
6. Centro Nacional de Despacho (CND) Es el agente encargado de planear, coordinar y supervisar el despacho centralizado de la energía². En Colombia la operación del sistema está a cargo de XM (Ver Artículo 170, Ley 142 de 1994).

Entrando en materia, la estructura física que conforma el sector eléctrico Colombiano se divide en Generación, Trasmisión y Distribución. A continuación se hará una breve descripción de cada una de estas partes y adicional a esto, se mencionarán algunos aspectos relevantes sobre el consumo de energía en Colombia

1. Generación: Es la primera etapa del ciclo técnico, donde se transforma la energía de fuentes primarias a energía eléctrica. En la Generación del primer trimestre del 2012 participaron 161 centrales, las cuales se pueden clasificar de dos maneras:

¹Encontrado en <http://www.xm.com.co/Pages/PreguntasFrecuentes.aspx>

²Es necesario que el despacho de la generación sea coordinado centralmente para garantizar el cumplimiento de las restricciones técnicas que impone en un Sistema de Energía Eléctrica

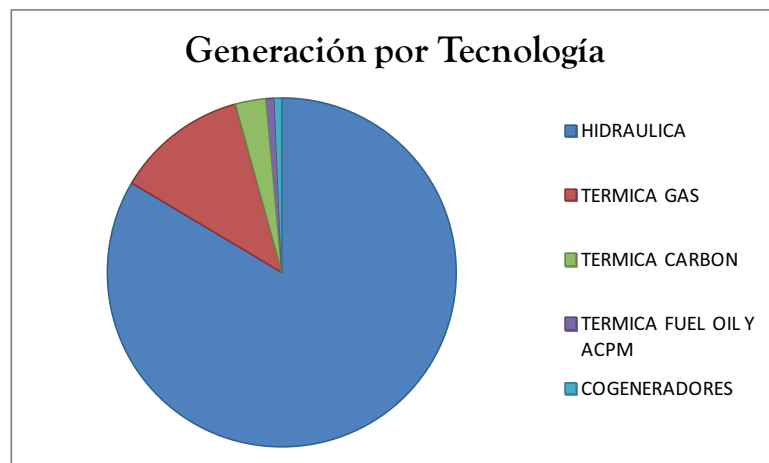


Figura 2.1: Generación en Colombia por Tipo de Tecnología

- Según su tamaño: Existen tres tipos de centrales, las que son menores de 10 MW y no pueden participar en la bolsa de energía, las que son mayores de 20 MW y deben participar obligatoriamente en la bolsa de energía para ser despachadas, y las que están entre 10 MW y 20 MW que tienen la posibilidad (pero no la obligación) de participar en la bolsa de energía. De las 161 centrales, 100 no participaron en la bolsa (88 centrales menores y 12 Cogeneradores).
 - Según su tecnología: La tecnología de la central es definida por el tipo de energía primaria que use en su proceso. En Colombia, el 93 % de la energía del primer trimestre del 2012 fue generada por tres tipos de centrales: Grandes Centrales Hidroeléctricas (80 %), Centrales Térmicas a Gas (11 %) y Centrales Térmicas a Carbón (3 %). (Ver figura 2.1)
2. Sistema de Trasmisión Nacional: Es la infraestructura usada para el transporte de la energía generada desde las centrales hasta las subestaciones de alta tensión, cerca de los puntos finales de consumo. La propiedad del STN está concentrada en tres empresa: ISA (82,3 %) , EPM (6,4 %) y EEB (6,4 %). ³
 3. Redes Distribución: Es la infraestructura usada para la distribución de la energía desde las subestaciones de alta tensión hasta los usuarios finales.
 4. Consumo: Los usuarios finales de la energía eléctrica pueden ser residenciales, comerciales e industriales. Los usuarios residenciales representan la mayor parte del consumo total (alrededor del 70 %, ver figura 2.4) y se caracterizan por tener un consumo no homogéneo a lo largo del día, presentando horas de alto consumo, también llamadas *horas pico* (de las 17:00 a las 22:00) y horas de bajo consumo, también llamadas *horas valle* (de las 22:00 a las 6:00) ver figura 2.3.

³Encontrado en: <http://www.transelca.com.co/>

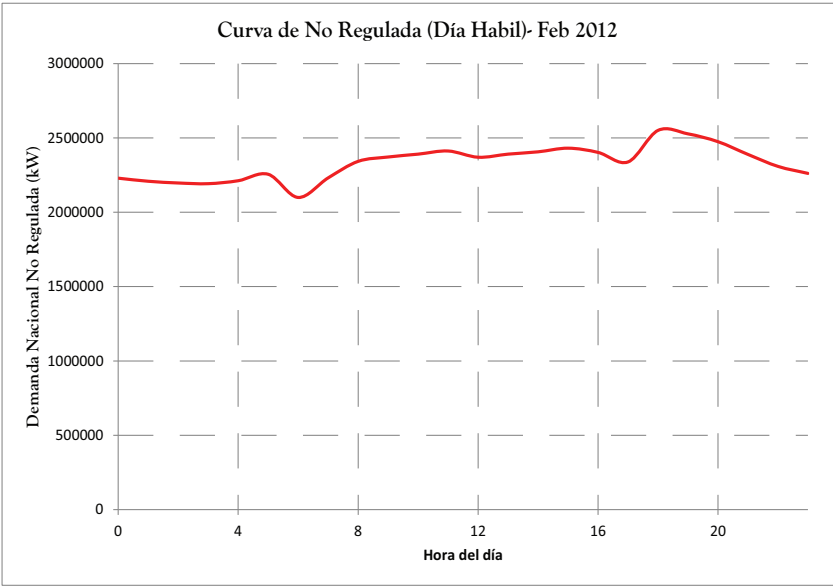


Figura 2.2: Curva de Demanda No Regulada

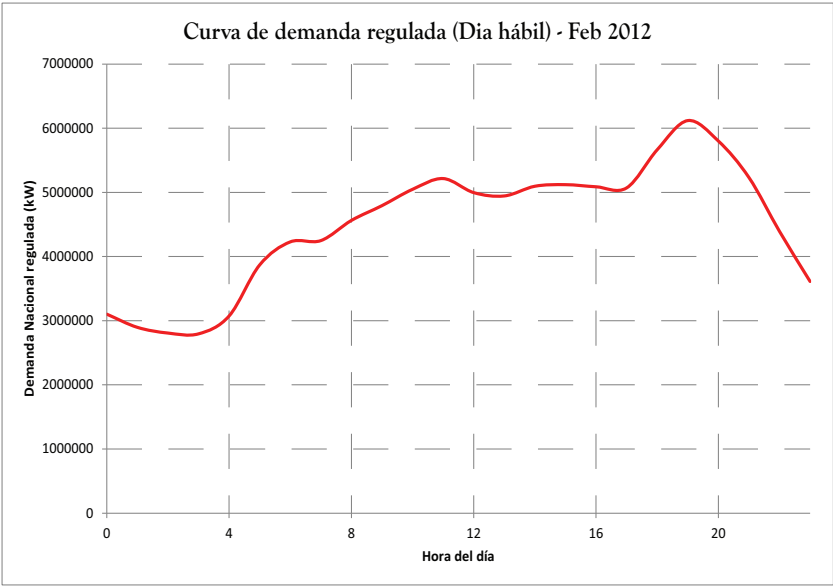


Figura 2.3: Curva de Demanda Regulada

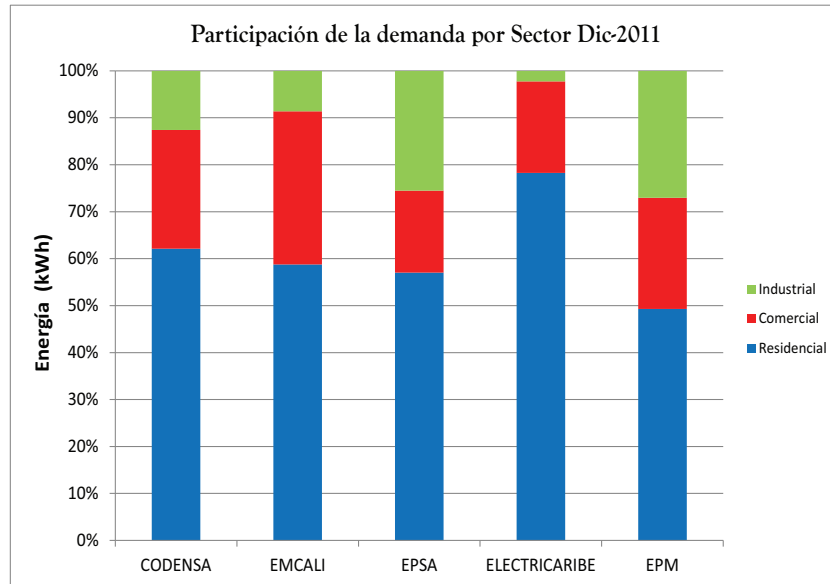


Figura 2.4: Consumo por sectores

Los usuarios Industriales representan alrededor del 20 % de la demanda y se caracterizan por tener un consumo prácticamente constante a lo largo del día (ver figura 2.2). Por su parte, los usuarios Comerciales representan aproximadamente el 20 % de la demanda pero su consumo diario es más heterogéneo y depende fuertemente del tipo de establecimiento comercial.

En cuanto al Mercado Eléctrico de Colombia, se habla de 4 tipos de agentes que están directamente relacionados con las actividades descritas anteriormente y de una agente adicional que se encarga del engranaje comercial del sistema.

1. Generadores: Son empresas propietarias de una o varias centrales de generación. En el primer trimestre del 2012 se tuvo la participación de 44 generadores para atender la demanda de energía eléctrica. En la figura 2.5 se puede ver que cerca del 80 % de la generación total de dicho periodo, está concentrada en 6 generadores.
2. Transportadores: Las empresas que comparten la propiedad del sistema de Trasmisión Nacional, reciben una remuneración por el uso de sus redes llamado cargo por trasmisión. Esta remuneración es regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y básicamente consiste en fijar un precio por unidad de energía transportada, de tal forma que dada la demanda proyectada, se logre recuperar la inversión⁴ de los activos de trasmisión a lo largo de su vida útil.

3. Distribuidores: Las empresas propietarias de redes de distribución reciben una remuneración

⁴Con una tasa de descuento apropiada para el nivel de riesgo

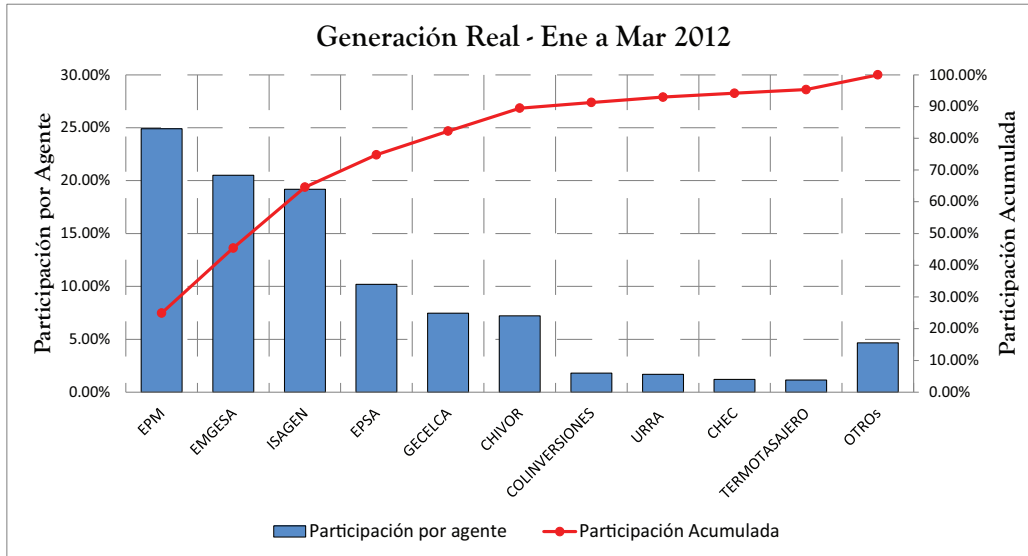


Figura 2.5: Participación por Generador en la Generación Real del primer trimestre del 2012

por el uso de sus redes llamado cargo por distribución. También es calculado por la CREG con una metodología similar a la del cargo por transmisión.

4. Usuarios: Desde el punto de vista comercial, los usuarios pueden ser:

- **Usuarios Regulados:** Se caracterizan por tener un bajo nivel de consumo. En esta categoría, podemos clasificar a los usuarios residenciales, algunos establecimientos comerciales de bajo consumo y algunas PYMEs⁵. Normalmente, suelen relacionarse únicamente a los usuarios residenciales con los usuarios regulados, ya que son precisamente ellos los que (de manera agregada) mayor consumo de energía eléctrica representan. La demanda regulada en el Mercado de energía mayorista (MEM) está alrededor del 70 % (Ver figura 2.6). Para estos usuarios, la tarifa de la energía eléctrica está regulada por la CREG (Ver Sección 2.2).
- **Usuarios No regulados:** Son usuarios con un alto consumo. A pesar de que en esta categoría se pueden encontrar algunos establecimientos comerciales, normalmente la demanda No Regulada se relaciona con el sector industrial. Este sector de la demanda es libre de negociar los términos de la prestación de servicio con el comercializador que elijan.

La línea divisoria entre usuarios regulados y no regulados (Bajo y alto consumo) se puede definir desde la capacidad de la instalación o la energía consumida. Para que un usuario pueda ser *No Regulado* debe tener una capacidad instalada mayor o igual a 100 kVA o haber consumido una energía mensual promedio durante los últimos seis meses de por lo menos 55.000 kWh.

⁵Pequeña y Mediana Empresa

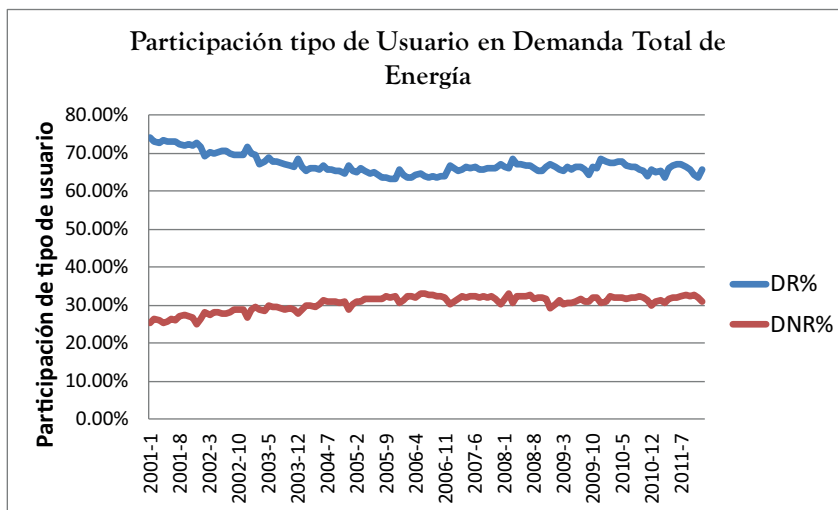


Figura 2.6: Participación tipo de Usuario en Demanda Total de Energía

5. Comercializadores: Es el encargado de gestionar el intercambio comercial entre los Usuarios y los Generadores, Transportadores y Distribuidores. Hay varios tipos de comercializadores:
- Comercializador-Generador: Son comercializadores que poseen activos de generación.
 - Comercializador-Distribuidor: Son comercializadores que poseen activos de distribución.
 - Comercializador Puro: Son comercializadores que dentro de su empresa no poseen activos de generación ni distribución.

Según la ley 142 de 1994, no es posible que una sola empresa posea activos de Generación, Trasmisión, Distribución y Comercialización (Empresa Verticalmente integrada). Sin embargo, en el MEM existen algunas excepciones por varias razones. Una de ellas es que en el momento de la sanción de la ley ya existían empresas verticalmente integradas que reclamaron su derecho de permanecer con la estructura que hasta ese momento, les había dado buenos resultados. Por otro lado, la restricción de empresas verticalmente integradas no contemplo el hecho de que grupos empresariales internacionales podrían comprar empresas de generación y distribución y de esta manera tener empresas, que aunque en apariencia son independientes, en realidad son manejadas por un único organismo.

Finalmente, es de gran ayuda para el entendimiento de la tesis, presentar las definiciones de algunos aspectos de interés sobre el MEM.

- Mercado Spot: Por el cual se determina el precio horario de bolsa y el despacho centralizado de la energía. Su mecanismo es el siguiente:
 1. Despacho económico: Se recibe la oferta de todos los generadores, la cual debe incluir la *disponibilidad comercial* horaria de cada una de sus centrales y el respectivo pre-

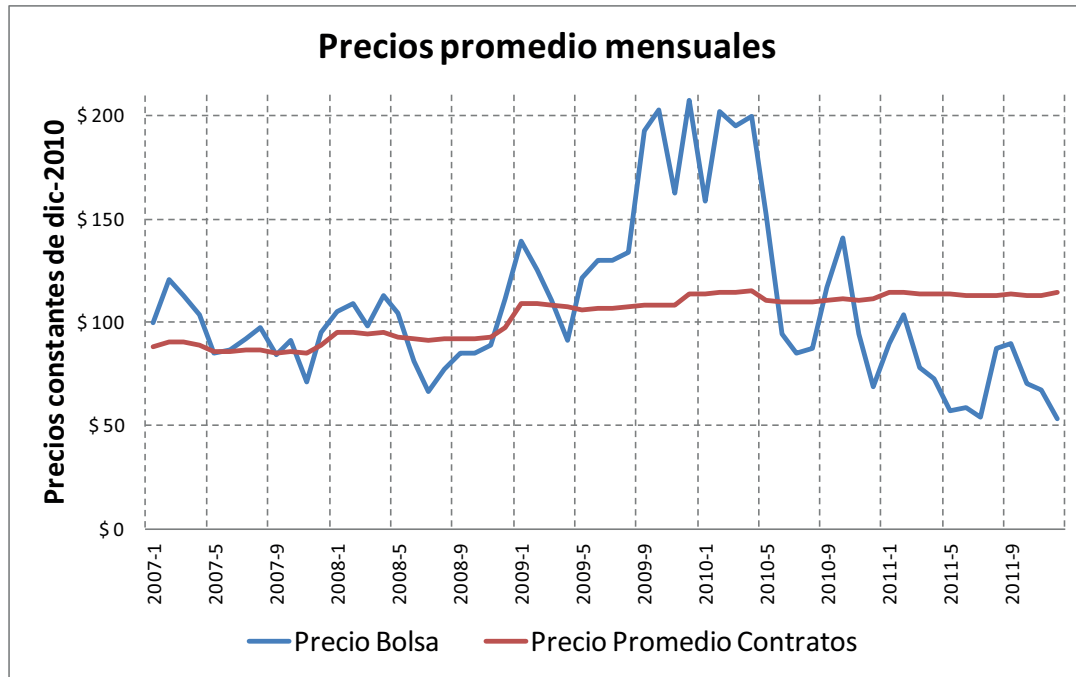


Figura 2.7: Precios promedio mensuales

cio⁶. Estas ofertas se reciben el día anterior a la operación y con ellas se logra una optimización para poder atender la demanda al mínimo costo.

2. Operación y redespacho: Basado en el despacho económico pero procurando la operación adecuada del sistema. Se realiza la operación calculando antes un redespacho, para verificar la estabilidad y confiabilidad del sistema. La *Generación Real* de cada planta es determinada durante esta etapa.
 3. Despacho Ideal: Esta es la etapa de formación del precio de bolsa. En el día siguiente a la operación, se realiza nuevamente un despacho económico con la única diferencia que se utiliza la demanda real en vez de la demanda esperada. La generación asignada a cada planta como producto de este despacho ideal es llamada *Generación Ideal*.
- Contratos bilaterales: Son herramientas que permiten mitigar el riesgo financiero (volatilidad de la bolsa) en el largo plazo. Los contratos pueden tener dos destinos: El mercado Regulado y el mercado No Regulado. Estos contratos tienen que ser reportados al ASIC. En la figura 2.7, se presentan los precios promedio de contratos y de bolsa de los últimos años.
 - Reconciliaciones: Es el mecanismo con la que se reconcilian las diferencias entre la Generación ideal y la Generación real. Son negativas si la generación ideal es mayor a la real, y la reconciliación es positiva en caso contrario. Si es negativa se paga el precio de oferta más

⁶El precio declarado para cada planta debe ser el mismo durante todo el día

la mitad de la diferencia con el precio de bolsa, y si es positiva, se paga a precio de oferta o a un precio máximo para cada tecnología determinado por la CREG.

- Liquidación de las transacciones: Es la etapa posterior a la determinación del precio de Bolsa, para ejecutarla se tiene en cuenta el despacho de cada central, el precio de bolsa, los contratos de compra y venta del agente, y las reconciliaciones (Ver ecuación 2.1)

$$I = \overbrace{\left[\left(\sum_{c=1}^n QI_c \right) - (QCV - QCC) \right] \cdot PB}^{\text{Ingresos Netos Bolsa}} + \overbrace{[QCV \cdot PCV - QCC \cdot PCC]}^{\text{Ingresos Netos Contratos}} + \overbrace{\left[\sum_{c=1}^n (QR_c - QI_c) \cdot PRec_c \right]}^{\text{Ingresos Reconciliaciones}} \quad (2.1)$$

donde,

n : Número total de plantas del agente

c : Planta c del agente

PB : Precio de Bolsa

QI_c : Generación Ideal de la central c

QR_c : Generación Real de la central c

$PRec_c$: Precio de Reconciliación para la central c

QCV : Cantidad de Energía Vendida en Contratos por el agente

QCC : Cantidad de Energía Comprada en Contratos por el agente

PCV : Precio de la Energía Vendida en Contratos por el agente

PCC : Precio de la Energía Comprada en Contratos por el agente

2.2. Mercado del sector regulado

2.2.1. Relación con el mercado No Regulado

Tal como mencionó en capítulos anteriores, los generadores venden su energía a través de la bolsa y de contratos bilaterales, los que a su vez están condicionados por el tipo de usuario final al que están destinados. Para los usuarios No Regulados, los contratos pueden firmarse de común acuerdo con el comercializador. Para los usuarios Regulados, deben participar en una convocatoria publica organizada por el comercializador. Además de las diferencias que existen en la contratación, el tipo de producto que se negocia en cada contrato puede ser distinto debido a las diferencias de sus curvas de carga. No se puede afirmar que los dos tipos de contratos sean bienes sustitutos teniendo en cuenta las diferencias expuestas. A partir de los datos históricos de los agentes, se puede comprobar que la diferencia entre los precios para cada tipo de contrato no esta correlacionado con la cantidad contratada en uno u otro mercado. Como ejemplo, en la figura 2.8 se presenta un diagrama de dispersión de cuatro de los seis generadores bajo estudio, en el que se relaciona la cantidad de energía vendida en contratos regulados, con la diferencia entre los precios promedio ponderados de los contratos regulados y no regulados. Se puede ver que no existe correlación entre las dos variables. En la tabla 2.1 se presentan los coeficientes de

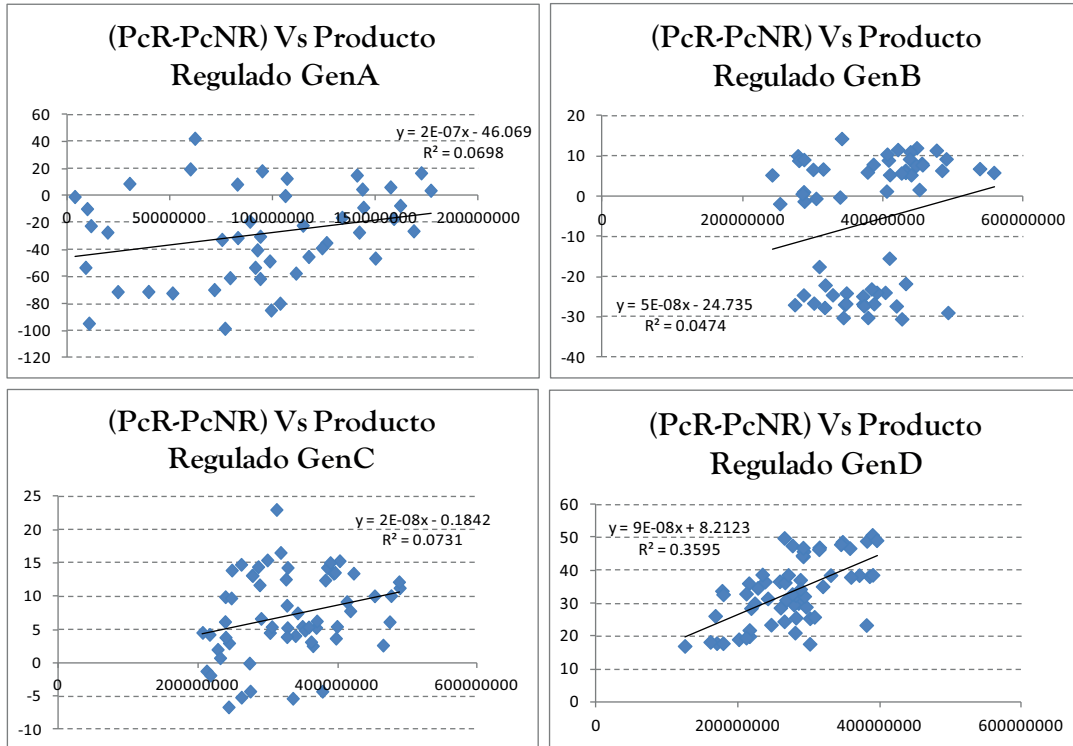


Figura 2.8: Correlación entre las ventas al mercado regulado y la diferencia de precios entre los contratos bilaterales para el sector regulado y el no regulado

Generador	GenA	GenB	GenC	GenD	GenE	GenF
Coef. Corr.	0.070	0.047	0.073	0.359	0.023	0.075

Tabla 2.1: Tabla de los coeficiente de correlación entre la diferencia de precios de los contratos del mercado Regulado y No regulado con la cantidad vendida en el mercado Regulado

correlación entre la diferencia de precios y la cantidad de energía vendida en contratos para el sector regulado. Estos datos confirman lo presentado en las gráficas: No hay relación entre la diferencia de precios y la energía vendida en el sector regulado. Por lo tanto, es posible dividir el mercado en dos: Regulado y No Regulado.

2.2.2. Demanda Regulada

El mercado regulado representa la mayor parte de la demanda total, tal como se puede ver en la figura 2.6. Su crecimiento anual de la última década fue sostenido aunque no constante, en la figura 2.9 se puede observar el comportamiento de la demanda residencial.

La proyección de la demanda residencial hecha por la UPME (ver figura 2.10) muestra un crecimiento anual aproximado de 3.0 %.

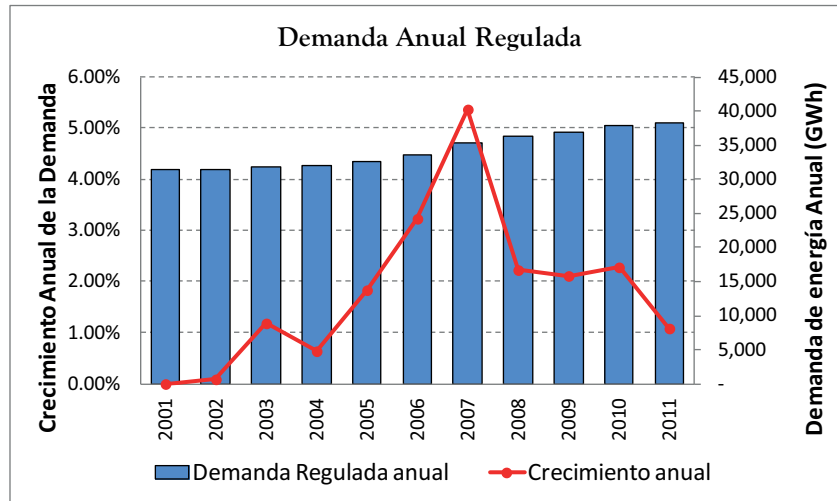


Figura 2.9: Demanda Anual Regulada

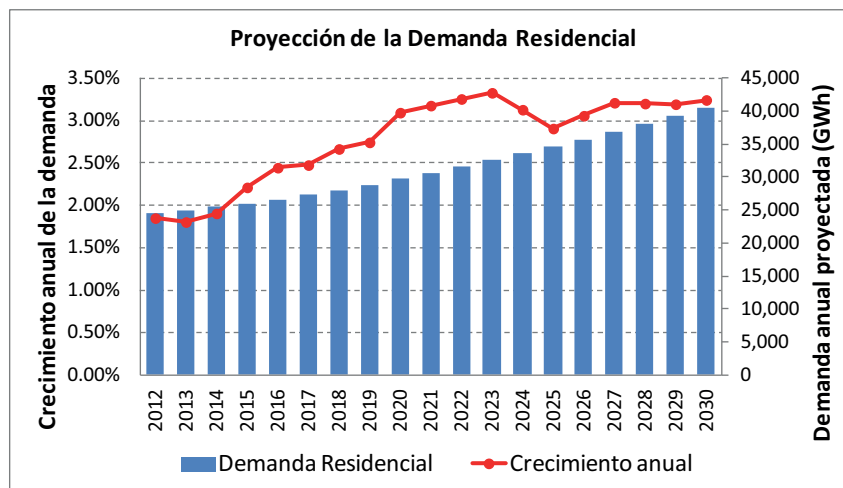


Figura 2.10: Proyección de la Demanda Residencial

2.2.3. Esquema tarifario

La tarifa del servicio eléctrico es fijada según el artículo 4 de la resolución CREG 119 de 2007. Esta tarifa incluye como costos variables ($\$/kWh$) la Generación (G), la Transmisión (T), la Distribución (D), la Comercialización (C_v), las pérdidas reconocidas (PR) y las reconciliaciones (R), y como costos fijos ($\$/factura$) un costo por comercialización (C_f):

$$CU_V = G + T + D + C_v + PR + R \quad (2.2)$$

$$CU_f = C_f$$

El cargo por Generación se calcula para cada comercializador a partir del precio promedio de sus contratos destinados al mercado regulado (P_c), el precio promedio de contratos del mercado destinados al mercado regulado (M_c), el porcentaje de la demanda regulada atendida a través de contratos (Q_c), el precio de bolsa (P_b), un factor de ponderación (α)⁷ y un factor de ajuste (AJ)⁸:

$$G = Q_c * (\alpha * P_c + (1 - \alpha) * M_c) + (1 - Q_c) * P_b + AJ \quad (2.3)$$

En la ecuación 2.3 se evidencia una estrategia regulatoria para incentivar la eficiencia en las compras de energía para el sector regulado, utilizando un factor de ponderación que compara el precio de las compras propias con el precio promedio de las compras de los demás agentes del sistema. Sin embargo, la diferencia entre los precios de los contratos para mercado regulado y no regulado es anormalmente alta, “lo que lleva a concluir que la distorsión en los mercados es evidente y que los vendedores podrían estar efectuando una discriminación no justificada de precios en función del segmento de mercado que atienden”(CREG, 2006)⁹.

La introducción del factor de ponderación (α) no ha sido suficiente para evitar las deformaciones de los precios de contratos para el mercado regulado. La alternativa que la CREG ha estado impulsando desde el 2006 es el MOR. Una vez se haya adoptado el MOR (después de un periodo de transición) el cargo por generación (G) de la formula tarifaría 2.2 se calculará según se expone en la Resolución CREG119 de 2007:

$$G = Q_c * P_{MOR} + (1 - Q_c) * P_b + AJ \quad (2.4)$$

2.3. Justificación del MOR

Como se mencionó en la sección 2.2, las diferencias entre el precio promedio de contratos para la demanda regulada y no regulada reflejan una falla de mercado. Este hecho motivó a la CREG a examinar el procedimiento de adquisición de energía eléctrica en el mercado de contratos para el sector regulado (CREG, 2006), encontrando dos razones fuertes para confirmar que el mercado no es competitivo:

1. Compras por comercializador mediante contratos: Para el mercado regulado, se revisó la distribución de las compras de los comercializadores integrados (con generadores) y se compararon con los comercializadores independientes. El resultado fue evidente: “...los

⁷El factor de ponderación depende del costo de comercialización y del costo promedio de compras propias para el sector regulado (Ver Anexo 1, Resolución CREG031 de 1997)

⁸El Factor de ajuste busca reconocer las posibles diferencias entre el costo reconocido y el valor trasladado en la tarifa para cada comercializador.

⁹En este documento se busca explicación para la diferencia entre los precios de los contratos para la demanda regulada y los contratos para la demanda no regulada. Se estudiaron las diferencias de los dos mercados en cuanto a garantías (financieras), duración de los contratos, distribución horaria de la demanda y el volumen de la energía vendida en los contratos, concluyéndose que ninguno de los factores estudiados explica la gran diferencia entre los dos precios

agentes integrados tienen una clara preferencia por comprarse y venderse a sí mismos para atender el segmento regulado” (CREG, 2006).

2. Mecanismo de convocatoria pública, Resolución CREG020 de 1996: En la resolución que regula el mecanismo de convocatoria pública para atender la demanda regulada existen vacíos que facilitaban las compras entre agentes integrados. Por ejemplo, se deja a discreción del comercializador el diseño de la convocatoria, pudiendo este determinar desde el tipo y condiciones del contrato, hasta los tiempos establecidos para recibir las ofertas. Con esta libertad, el comercializador puede beneficiar a algún proponente. Adicionalmente, “la gran cantidad de contratos hace que estos sean poco líquidos y sea difícil e inadecuado realizar comparaciones entre los mismos” (CREG, 2006).

Por otro lado, al evaluar el esquema tarifario se observó que el factor de ponderación de las compras de energía para el sector regulado (α) no está cumpliendo con su función de incentivar compras eficientes, debido a que su cálculo depende no solo de las compras de contratos para el mercado regulado sino también de los costos de comercialización, lo que permite a los comercializadores tener distintas estrategias para maximizar sus ingresos, las cuales no necesariamente incluyen compras eficientes. Prueba de ello es la gran dispersión que tiene este factor entre las distintas empresas (CREG, 2006). Además, la metodología de *Benchmarking* es inconveniente para pequeños comercializadores, ya que dada las condiciones del mercado¹⁰, resultan participando en un mercado residual para la compra de energía, lo que los lleva a tener problemas de concurrencia en las convocatorias, dificultando así la eficiencia en sus compras.

Debido a los inconvenientes mencionados en esta sección, la CREG decidió plantear alternativas para cambiar el mecanismo de compra y venta de energía del mercado Regulado en el MEM. Una de las alternativas planteadas era trasladar los costos de generación a través de precios definidos por el regulador; se fijarían precios de invierno y precios de verano y se crearía un fondo para cubrir las diferencias que pudieran darse con el precio del mercado Spot. Una segunda alternativa proponía trasladar al usuario final el precio de bolsa como un promedio móvil de 12 meses. Sin embargo, las dos alternativas anteriores se descartaron, la primera por las complicaciones que implica fijar un precio regulado, y la segunda porque no se logra proteger al usuario final de la volatilidad de la bolsa en situaciones extremas.

Finalmente se propone como alternativa definitiva la creación de un Mercado Organizado Regulado (MOR), que en resumen es un “...mecanismo mediante el cual la compraventa de energía se realizará en forma voluntaria, centralizada con un producto único de tipo financiero y subasta anónima” (CREG, 2006)

2.4. Propuesta inicial del MOR

La primera propuesta estructurada del MOR fue la presentada por *Cramton* en el documento “*Colombia’s Forward Energy Market*” (Cramton, 2007), en ella se propone la conformación de un

¹⁰En el mercado colombiano los comercializadores y generadores integrados, son los agentes de mayor participación en la generación total del país.

Mercado Organizado en el que se transen simultáneamente dos tipos de contratos estándar: uno para el mercado regulado (Producto regulado) y otro para el mercado no regulado (Producto no Regulado). El esquema de este Mercado Organizado será el de una subasta de reloj descendente y para representar la demanda usará una curva con dos secciones, una completamente inelástica y una sección lineal decreciente. La primera sección esta definida entre los precios 0 y $PP1$, e indica que entre estos dos precios se comprara toda la demanda (DOb). La segunda sección de la curva de demanda es una función decreciente que está definida entre los precios $PP1$ y $PP2$, e indica que si el precio es mayor a $PP1$, la cantidad demandada disminuirá proporcionalmente con el aumento del precio, hasta hacerse cero en $PP2$. A continuación se profundizará en los aspectos mencionados en este párrafo.

2.4.1. Productos

El tamaño del producto para tranzar la energía en el MOR debe ser pequeño para facilitar la participación de pequeños generadores en la subasta y aumentar la liquidez (para lo que también debe ser homogéneo). Por esto, se propuso que los productos tuvieran un tamaño de 1 MWh-día y una distribución horaria homogénea (producto no regulado) o proporcional a la curva de demanda regulada (producto regulado).

Hay tres aspectos, que además del tamaño y la distribución horaria, definen la obligación adquirida en el MOR:

1. Periodo de compromiso: Es el tiempo que dura la obligación adquirida en el MOR. En el documento se propone que sea de uno o dos años por ser la periodicidad más frecuente en los contratos que se firman en el MEM. Periodos largos de compromiso incrementan la estabilidad del precio, sin embargo, si son demasiado largos se necesitan garantías muy grandes para manejar el riesgo de crédito(Cramton, 2007).
2. Periodo de Planeación: Es el tiempo que transcurre entre la realización de la subasta y el inicio del periodo de compromiso. Durante este periodo los generadores ajustan sus obligaciones contractuales para cumplir con las obligaciones adquiridas en la subasta. Las ventajas y desventajas de un tiempo largo de planeación son los mismos que para un periodo largo de compromiso: Mayor estabilidad de precios, pero mayor necesidad de garantías(Cramton, 2007).
3. Número de subastas: Para atender la demanda regulada de un periodo se propone llevar a cabo varias subastas, con la intención de que los resultados no sean afectados por eventos extremos. Cuando se escoge un mayor número de subastas el riesgo de precio se reduce, pero los costos de transacción aumentan(Cramton, 2007).

Para escoger de manera correcta estos valores, es importante manejar un nivel adecuado de riesgo y costos de transacción. Hay varias posibilidades de arreglos, cada uno con sus ventajas y desventajas correspondientes.

Subasta	Demanda Subastada	Fecha subasta		Periodo de Compromiso			P. Planeación [meses]
		Mes	Año	2014	2015	2016	
1	1/8 de 2013	10	2012				14
2	1/8 de 2013	1	2012				11
3	1/8 de 2013	4	2012				8
4	1/8 de 2013	7	2013				5
5	1/8 de 2014	10	2013				14
6	1/8 de 2014	1	2013				11
7	1/8 de 2014	4	2013				8
8	1/8 de 2014	7	2014				5

Figura 2.11: Producto del MOR propuesto por Cramton

Cuando se tienen varias subastas para cubrir la demanda regulada de un periodo, se tiene que resolver una cuestión adicional: Mantener periodos de planeación fijos o variarlos para mantener un solo producto en cada periodo de tiempo. Por ejemplo, para atender la demanda regulada del 2014 a partir de 4 subastas, realizadas en septiembre del 2012, en diciembre de 2012, en marzo de 2013 y junio de 2013, se puede: Mantener el periodo de compromiso fijo de enero a diciembre de 2014 y tener distintos periodos de planeación para cada subasta (18, 15, 12 y 9 meses respectivamente) ó mantener el periodo de planeación fijo y atender la demanda de cada trimestre con cuatro productos distintos (Ver figura 2.11). La ventaja de atender la demanda de un periodo con un solo producto, es que aumenta la liquidez del mercado. La desventaja es que los generadores tienen mayores posibilidades para adoptar comportamientos estratégicos, pues tienen cuatro oportunidades de vender su energía. En sentido contrario, la subasta con un periodo de planeación, limita las posibilidades de un comportamiento estratégico, pero disminuye la liquidez del mercado.

La propuesta de Cramton, es atender la demanda anual a partir de 8 subastas, 4 cada año con un periodo de compromiso fijo de 2 años. De esta manera se atendería la demanda anual con dos productos (Ver figura 2.11).

2.4.2. Curva de demanda

Cramton propone dos curvas de demanda, una para el mercado regulado y otra para el mercado no regulado. La curva del mercado No Regulado se forma a partir de la agregación de las ofertas de los compradores voluntarios (Compradores de demanda No Regulada). Por su parte, la demanda regulada será determinada administrativamente (Cramton, 2007).

Como se ha mencionado antes, la curva de demanda regulada esta definida por tres variables (Ver figura 2.12):

1. Máximo precio de compra: Cramton propone que el máximo precio al que se compre en la subasta sea el percentil 99 de los precios de contratos para la demanda regulada y de esta

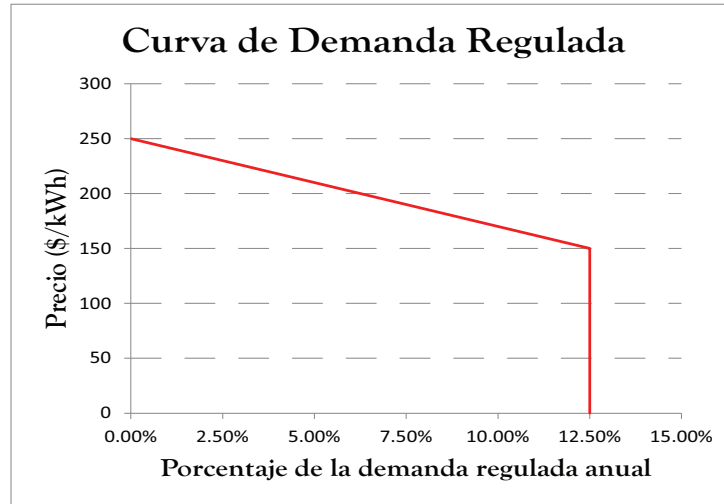


Figura 2.12: Curva de demanda regulada para el MOR

manera proteger al usuario regulado de precios extremadamente altos.

2. Máximo precio para atender toda la demanda: Cramton propone que el máximo precio al que se adquiriera toda la demanda en la subasta sea el percentil 90 de los precios de los contratos para la demanda regulada.
3. Cantidad subastada: Dada la combinación de periodos de compromiso y periodos de planeación propuestos por Cramton, la cantidad a adjudicar es la octava parte de la demanda regulada de cada año.

2.4.3. Mecanismo de subasta

La subasta de reloj descendente (*Descending clock auction*) diseñada para el MOR es una subasta para bienes divisibles y sustitutos, dinámica (de formato abierto) y precio uniforme. Se propuso una subasta dinámica en vez de una de formato cerrado porque el proceso de descubrimiento del precio reduce el riesgo de los generadores al permitirles ajustar sus ofertas a lo largo de la subasta. De manera adicional, este tipo de subasta es especialmente bueno para el manejo de productos sustitutos, ya que el libre tránsito de los pujadores entre los dos productos aumenta la liquidez y la eficiencia de la subasta (Cramton, 2007).

La subasta se desarrolla de la siguiente manera:

1. El subastador declara un *precio de inicio* (máximo precio de la ronda) y un *precio fin* (mínimo precio de la ronda).
2. Los generadores entregan sus ofertas al subastador, informando qué cantidad de productos está dispuesto a vender si el precio está entre el precio de inicio y el precio fin de la ronda.

Las ofertas estarán conformadas por un número finito de pares *precio-cantidad* y un margen de preferencia entre el producto regulado y no regulado.

3. El subastador recibe las ofertas, construye *la oferta agregada* y determina un nuevo *precio fin* menor que el anterior. El nuevo *precio de inicio* es el mismo *precio fin* de la ronda anterior. También debe determinar la diferencia entre los precios del producto regulado y no regulado.
4. Los numerales 2 y 3 se repiten hasta que la oferta agregada sea igual o menor que la curva de demanda. El precio en el que se da este equilibrio es el precio de cierre de la subasta.

El precio inicial de la subasta, debe ser lo suficientemente alto para asegurar un exceso de oferta importante. Cramton propone que el precio de inicio este entre el 20 % y 50 % por encima del precio de mercado.

Hay una regla adicional muy importante para la subasta: “*Un generador solo puede mantener o disminuir la cantidad ofertada a medida que disminuye el precio, de manera que su curva de oferta sea monótona ascendente*”. Cramton argumenta que con esta regla incentiva a los generadores para que revelen consistentemente sus preferencias a medida que avanza la subasta.

En cuanto a la política de información, el subastador reportará al inicio de cada ronda: El exceso de oferta y la diferencia entre el precio del producto regulado y el precio del producto no regulado.

2.5. Discusión de la propuesta

Desde la propuesta inicial del MOR se ha generado controversia entorno a ella. La CREG hasta la fecha a emitido por lo menos 7 documentos para la discusión de dicha propuesta:

- Documento CREG077-2008: Se presenta la propuesta de Cramton y se plantean un conjunto de elementos que forman parte del MOR y sus alternativas para la evaluación y comentarios de la industria (CREG, 2008)
- Documento CREG018-2009: Se dan respuesta a los comentarios sobre el documento CREG077-2008
- Resolución CREG023-2009: En la que se hace público el proyecto de resolución para implementar el MOR.
- Resolución CREG069-2009: Proyecto de resolución para comentarios.
- Documento CREG072-2011: En la cual se da respuesta a los comentarios sobre las resoluciones CREG023 y CREG069 de 2011
- Documento CREG073-2011: Sobre los fundamentos jurídicos de la propuesta regulatoria para la implementación del MOR.

- Resolución CREG090-2011: Nuevo proyecto de resolución para comentarios.

Los diferentes agentes a lo largo de los últimos años han participado activamente de la construcción del MOR, haciendo comentarios y sugerencias sobre las resoluciones y documentos emitidos por la CREG. Entre los temas más tratados se encuentran: la metodología para el establecimiento de la curva de demanda regulada, la participación de comercializadores en la subasta, el nivel de participación de los generadores en las subastas, la metodología para determinar el tamaño de rondas, la constitución de productos diferenciales para periodos de lluvia y sequías, periodos de planeación y compromiso, el traslado de los usuarios de un sector a otro, la política de información y el tema de garantías (CREG, 2009a) (CREG, 2011b).

La manera en que se propone determinar la demanda, hace que la CREG asuma el riesgo de las predicciones, ya que es en últimas quien será el encargo de determinar la Demanda Objetivo.

Pueden existir grandes diferencias entre la estimación y la demanda real por varias razones, una de ellas es la variación del consumo de energía por la adopción de nuevas tecnologías de alto impacto (Calentadores eléctricos, Carros Eléctricos, etc.). También el transito de los usuarios entre regulados y no regulados puede generar errores importantes en las predicciones de la demanda. Finalmente, cambios regulatorios como el cambio de los límites entre usuarios regulados y no regulados, pueden generar grandes errores en las predicciones de demanda.

Si las diferencias entre las predicciones y la demanda real son pequeñas se podrán liquidar sin mayor problema con transacciones en el mercado *spot*. Sin embargo si las diferencias son demasiados grandes, su liquidación puede convertirse en un problema mayor.

El riesgo de las predicciones se podría distribuir al permitir una mayor participación de los compradores de la subasta en la formación de la demanda.

Por otro lado, el producto que se propone tiene una distribución horaria con un bajo factor de carga, lo que va en contravía con los esfuerzos por reducir los picos de consumo y mejorar la eficiencia del sistema de transporte de energía.

En España se utiliza una subasta de características similares al MOR, para la negociación de la energía del sector residencial. En ella se subastan varios productos, los cuales son de corta duración (entre 3 y 6 meses) y tiene una distribución uniforme. En algunas de las subastas se han transado productos de base y productos de punta (Genger de Manzanos, 2010).

En un esquema como el anterior no permite asegurar la estabilidad de los precios a los usuarios regulados, esto por la corta duración de los contratos y porque la distribución horaria de los productos subastados no sigue la distribución horaria de la demanda. Sin embargo, con dicho esquema se reduce el riesgo de los vendedores de la subasta y también el de los compradores, estos últimos por tener que arriesgar menos a los errores de predicción de la demanda necesaria a adquirir. Además, tener un producto de base y otro de punta permite el establecimiento de precios diferenciales que permiten promover los proyectos de gestión de la demanda.

Los proyectos de gestión de la demanda son una parte importante del nuevo concepto de redes inteligentes por lo que no se debe desestimar la importancia de que los nuevos esquemas de mercado sean coherentes con este objetivo.

A pesar, de que un gran número de agentes generadores considera ampliar el tiempo para la discusión de varios de los aspectos del MOR, en agosto del 2011, la CREG publicó la resolución CREG090-2011 (Ver sección 2.6) como un nuevo proyecto de resolución para la implementación del MOR.

En la agenda regulatoria del 2012¹¹ de la CREG, se establecía que en primer trimestre de 2012 se emitiría la resolución definitiva para la implementación del MOR, sin embargo, los agentes comentaron al respecto, solicitando ampliar la discusión sobre el MOR antes de su implementación definitiva, a lo que la CREG respondió positivamente¹².

2.6. Resolución CREG090-2011

Las propuestas del MOR presentadas por la CREG en sus resoluciones, han mantenido la estructura general de la propuesta de Cramton, aunque se ha avanzado en concretar los detalles del mecanismo. A continuación se hará referencia a los apartes más importantes de dicha resolución.

- **Producto:** Tendrá una duración de un año empezando el 01 de enero y terminando el 31 de diciembre. El producto regulado, tendrá una distribución horaria fija que depende del tipo de día (laboral, sábado ó festivo). El producto no regulado tendrá una obligación horaria fija de 40 kWh. (Artículos del 7 al 9)
- **Funciones de Demanda:** La CREG definirá la demanda objetivo y la función de demanda regulada. El administrador de la subasta calculará la función de demanda agregada no regulada, a partir de las ofertas que hagan los compradores voluntarios. (Artículo 16)
- **Participación de los agentes:** Como comprador participan obligatoria y pasivamente los comercializadores en representación de la demanda regulada pero también podrán participar comercializadores que representen la demanda no regulada. Como vendedor participarán voluntariamente los dueños de plantas de generación, o los agentes comerciales que los representen. Los agentes que participan como comprador voluntario no podrán participar como vendedores en la misma subasta. Tampoco podrán participar como comprador voluntario y vendedor en la misma subasta agentes que tengan vinculación económica o que pertenezcan al mismo grupo empresarial. (Artículo 17).

El ASIC como el administrador de la subasta, será el encargado de determinar un auditor y un subastador para la subasta (Artículos del 20 al 22).

- **Mercado secundario:** Se permitirá ceder las obligaciones adquiridas en el MOR. La cesión se podrá hacer mensualmente, y se reportará al ASIC (Artículos 39 y 40).
- **Garantías:** Los vendedores constituirán garantías para respaldar las obligaciones adquiridas en el MOR que no tengan respaldo físico (Capacidad de generación Real). De esta manera un comercializador que participe como vendedor constituirá una garantía por el

¹¹Encontrado en: http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/D141_agenda_regulatoria2012.pdf

¹²Encontrado en http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/Comentarios_agenda_2012.pdf

100 % de sus obligaciones, mientras que para un generador que participe como vendedor las garantías estarán condicionadas a la diferencia que hay entre su capacidad de generación y sus obligaciones adquiridas (Artículo 50).

- **Procedimiento para determinar la demanda regulada del MOR:** Cada distribuidor reportará al ASIC, la proyección de demanda anual de su mercado regulado con un horizonte de 5 años. El ASIC agregará todos los reportes para determinar *la demanda agregada para el mercado regulado*. Luego, se verificará que las proyecciones de los agentes estén dentro de un rango fijado por la tasa de crecimiento de la demanda regulada en los últimos 5 años, y la tasa de crecimiento pronosticada por la UPME. De ser necesario se hará la corrección correspondiente a las proyecciones de los distribuidores (Anexo 2).
- **Reglamento de la subasta (Anexo 3):** Hay varios puntos para resaltar es este apartado:
 1. Curva de demanda: La CREG definirá una curva de demanda agregada donde, $PP2$ es el máximo precio al que se comprará en la subasta, $PP1$ es el máximo precio al que se comprará toda la demanda objetivo (DOb). No se deja claro el número de subastas ni la cantidad subastada en cada una de ellas.
 2. Casos especiales: Si en una subasta, no hay suficiente competencia o se determina que algún agente es pivotal se tomará una de tres opciones: Cambiar la curva de demanda regulada, realizar una subasta de sobre cerrado o cancelar la subasta y convocar una nueva.
 3. Margen de Preferencia de la oferta (MPO): Cada agente vendedor revelará sus preferencias a través del margen de preferencia regulado (MPR)¹³ y su margen de preferencia no regulado (MPNR)¹⁴. Con estos valores, el subastador calculará el margen de preferencia de la oferta agregada (MPO), el cual representa la diferencia entre el precio del producto regulado y el precio del producto no regulado.
 4. Política de información: Antes de la subasta se publicará el valor de $PP2$, un rango de la demanda objetivo y la oferta inicial agregada. Durante la subasta en cada ronda se publicará el precio de inicio y de cierre, y la oferta agregada y el MPO. Al finalizar la subasta se publicará el precio de cierre de la subasta y las asignaciones resultantes.

2.7. Propuesta de Modelamiento del MOR

Hay dos puntos sobre la estructura del MOR que propone la resolución CREG090 que deben analizarse antes de presentar el modelo propuesto para el MOR.

Por un lado, el mercado Colombiano de energía eléctrica tiene la particularidad de que los mayores comercializadores tienen vínculos comerciales con los principales Generadores, lo que bajo las reglas actuales de la subasta, implica que este tipo de agentes deben decidir si vender

¹³Margen de precio inferior al cual estaría dispuesto a vender toda su demanda al mercado regulado. Si el margen de preferencia de la oferta agregada es mayor que MPR entonces vende toda su energía al mercado regulado

¹⁴Margen de precio superior al cual estaría dispuesto a vender toda su demanda al mercado regulado. Si el margen de preferencia de la oferta agregada es menor que MPNR vende toda su energía al mercado No regulado

producto regulado o comprar producto no regulado. La demanda regulada representa la mayor parte del mercado de energía en el país y de entrar en vigencia el MOR, solo podría comercializarse por este mecanismo. Por lo anterior, la participación de los agentes como vendedores de producto regulado es de gran importancia. Por su parte, la participación de los agentes como compradores voluntarios no tiene un incentivo fuerte ya que los contratos bilaterales representan una alternativa para transar el producto no regulado. De esta manera, habrá un fuerte incentivo para que los grandes agentes del mercado participen como vendedores y no como compradores voluntarios. Lo anterior tiene una consecuencia directa: La cantidad de producto no regulado negociado en el MOR será insignificante en comparación con el producto Regulado ya que los principales demandantes de energía para el sector No Regulado no podrán participar como compradores en la subasta.

Una de las principales ventajas que tiene una subasta de reloj descendente es la facilidad de los pujadores para moverse entre productos sustitutos aumentando la liquidez y la eficiencia de la subasta. No obstante si no se tienen dos productos esta ventaja pierde en gran medida su valor.

Por otro lado, para evitar comportamientos estratégicos, se va a restringir la información sobre el número de subastas y sobre la cantidad que se va a adjudicar en cada una. Sin embargo, lo anterior puede ser contraproducente ya que la posibilidad de nuevas subastas puede generar especulación y promover el establecimiento de estrategias de oferta intertemporales. Esta posibilidad dificulta el modelamiento del comportamiento de los generadores y así mismo el establecimiento de parámetros que permitan mejorar el desempeño de la subasta.

Teniendo en cuenta lo expuesto en los párrafos anteriores, se realizaron algunas simplificaciones para facilitar el modelamiento del MOR:

1. Solo se trabajará con el producto regulado. Esto también elimina el uso de los márgenes de preferencia de los generadores ya que solo estarán un el puja por la participación en un producto. Lo anterior se puede justificar porque las características de los agentes del MEM hacen que la puja por el producto No regulado sea casi nula.
2. Se supondrá que toda la demanda se adjudicará en una sola subasta para simplificar el modelamiento de los generadores. Tener varias subastas permite a los agentes establecer comportamientos estratégicos entre subastas, por lo que no se podría establecer un modelo de equilibrio para una subasta particular.
3. La oferta de los generadores en cada ronda estará constituida únicamente por una pareja “precio-cantidad”. El efecto que tendría esta simplificación se mitiga asegurando un número de rondas suficientes para que los agentes puedan revelar su curva de oferta con una resolución adecuada. Teniendo en cuenta el máximo número de rangos que tiene un generador en su curva de oferta esperada, podemos definir el mínimo número de rondas necesarias.

Respondiendo a los objetivos planteados en esta tesis, los parámetros de la subasta que se varían para evaluar la optimalidad de la subasta son tres: PP2, PP1 y el tamaño de la ronda.

2.7.1. Precios PP1 y PP2

Estos parámetros junto con la demanda objetivo (*DOb*) definen la función de demanda de la subasta. Según establece la resolución CREG090 de 2011, solo se informará a los participantes de la subasta el precio PP2 y un margen de demanda objetivo. En todo caso, a pesar de que el parámetro PP1 no sea publicado, los pujadores tienen una expectativa sobre la curva de demanda y en base a dicha expectativa establecerán sus ofertas, por lo que realizarán alguna estimación acerca del valor de PP1. Teniendo en cuenta lo anterior, para poder modelar la toma de decisiones de los agentes en la subasta se ha optado por:

1. Modelar el precio PP2 como un valor determinístico que varía entre el percentil 75 y el percentil 99 del precio de bolsa
2. Modelar el precio PP1 como una variable estadística de distribución uniforme cuyo valor mínimo y máximo estarán dentro del intervalo que enmarca el percentil 1 y el percentil 99 del precio de bolsa. El objetivo de escoger un intervalo tan amplio para PP1 es el de abarcar la mayor cantidad de escenarios posibles.

En todos los escenarios de simulación se debe cumplir que $PP2 > PP1$.

PP1 se puede caracterizar a partir de cuatro aspectos: Limite inferior, Limite superior, Valor Esperado y precisión de la estimación. Se busca encontrar cual de los cuatro aspectos anteriores tiene un impacto mayor sobre la optimalidad de la subasta. También se evaluará el impacto de los distintos valores que puede tomar PP2.

2.7.2. Tamaño de ronda

La herramienta con la que cuenta el subastador para manejar el ritmo de la subasta es la fijación del precio fin de cada ronda. La diferencia entre el precio de inicio y el precio fin de cada ronda se puede llamar *tamaño de ronda*. Del tamaño de las rondas a lo largo de la subasta, depende el número de rondas necesarias para llegar al precio de equilibrio; por ejemplo, un número de rondas mayor implica un tamaño de ronda menor y viceversa.

Volviendo de nuevo al papel del subastador, él acelera o desacelera el ritmo de la subasta dependiendo de las necesidades del momento. A mayor número de rondas, mejor es la capacidad de adaptación tienen los generadores, pero simultáneamente los costos de transacción y el riesgo de colusión aumentan (Cramton, 2007). A lo largo de la subasta, el subastador adapta su estrategia para asegurar la eficiencia y optimalidad de los resultados.

El objetivo de esta tesis llega hasta analizar el efecto del tamaño de ronda sobre los resultados de la subasta y no se extiende al análisis de la manera óptima de adaptar el tamaño de las rondas a lo largo de la subasta. Por lo anterior, el tamaño de ronda que se utilizará para el modelamiento de la subasta en este trabajo tendrá dos características:

1. Es constante a lo largo de la subasta

2. Será parametrizado a partir del número máximo de rondas posibles para finalizar la subasta

El número máximo de rondas se refiere a las rondas necesarias para ir desde el precio de inicio de la subasta al precio mínimo de la subasta. Por lo tanto, el tamaño de ronda (tr) se calcula a partir de el precio de inicio (P_s), el precio mínimo (P_f) y el número máximo de rondas (nr) con la ecuación 2.5.

$$t_r = \frac{P_s - P_f}{nr} \quad (2.5)$$

En el modelo de subasta propuesto, el precio de inicio será igual al precio máximo de la curva de demanda ($P_s = PP2$). Si PP2 es público no sería razonable recibir ofertas de los generadores a un precio superior. El precio mínimo, se ha escogido como el mínimo al que se puede vender en la bolsa de energía. La elección de este último parámetro no tiene mayor incidencia en la subasta, ya que solo cumple la función de ser un punto de referencia para el calculo de tamaño de ronda.

Es importante aclarar que nr es distinto del número de rondas necesarias para alcanzar el precio de equilibrio. Lo primero es un valor fijo independiente del desarrollo de la subasta que sirve de referencia para determinar el ritmo de la subasta. Lo segundo es resultado de las posiciones de los generadores a lo largo de la subasta.

2.7.3. Estructura del modelo

El modelamiento del MOR que se propone en esta tesis, se divide fundamentalmente en dos etapas:

1. **Modelamiento de la oferta los Generadores en la Subasta:** Consiste en determinar la valoración de los generadores sobre el producto subastado en el MOR. Esto se hará a partir de los datos históricos de su participación en el MEM y la teoría de portafolios financieros y funciones de utilidad. El resultado de este modelamiento será una curva de oferta estadística (COS), y una curva cubrimiento óptimo (Ch) para cada precio del MOR.
2. **Modelamiento de la Toma de decisiones:** Consiste en estructurar la toma de decisiones de los generadores en el MOR a partir de la teoría de decisión y el concepto de demanda residual.

En los capítulos siguientes se presentará de manera detallada cada una de estas etapas.

Modelamiento de la oferta de los Generadores en la Subasta

“Todo necio confunde Valor y Precio”

Antonio Machado (1875-1939)

Resumen

En este capítulo se presenta el modelamiento de la oferta de los generadores en una subasta dinámica para la adquisición de contratos de largo plazo de venta de energía. Se comenzará por estimar una curva de oferta estadística a partir de las ofertas realizadas en el mercado Spot. Seguido a esto, se presentará la metodología para establecer las preferencias de riesgo de los generadores en Colombia, con la cual se calcula luego la curva de oferta del MOR (COM). Al final del capítulo se ilustrará la metodología en pleno con la ayuda de un ejemplo.

Para el modelamiento de una subasta se debe empezar por conocer las valoraciones de los pujadores, las cuales son modeladas como variables aleatorias (Ver sección 1.2.1). En este sentido, es necesario conocer la valoración que tienen los generadores que participarán en el MOR sobre el producto regulado.

El producto regulado (descrito en el capítulo anterior) es básicamente un contrato con precio fijo¹ y aunque la contratación bilateral no es exactamente igual, sí es el producto del mercado actual que más se asemeja al producto que se subastará en el MOR, ya que el objetivo de los dos es el mismo: Cubrimiento de los involucrados frente a la volatilidad del precio *Spot*. La firma de contratos esta motivada por la aversión al riesgo que tienen los generadores, y esta a su vez es diferente para cada uno de ellos, estas diferencias son llamadas *preferencias de riesgo*. Tal como se vio en la sección 3.3, se pueden incluir las preferencias de riesgo en la evaluación de un portafolio a partir de una función de utilidad, como por ejemplo *LMVUF* (Ecuación 1.4).

Con el objetivo modelar la oferta de los generadores en la subasta, se establecerá una metodología que permita determinar la función de utilidad con la que los generadores puedan establecer la valoración del producto subastado en el MOR. Este capítulo se ocupará de dicho modelamiento.

Los análisis presentados a continuación se hicieron a partir de la información disponible en la base de datos NEON.

¹El precio de las obligaciones del MOR se indexa mensualmente con el IPP

Central	Precio(\$)	Disponibilidad (MW)	Acumulado (MW)
Central 1	35	30	30
Central 2	60	70	100
Central 3	80	25	125
Central 4	150	40	165

Tabla 3.1: Oferta para el mercado Spot presentada por el Generador A

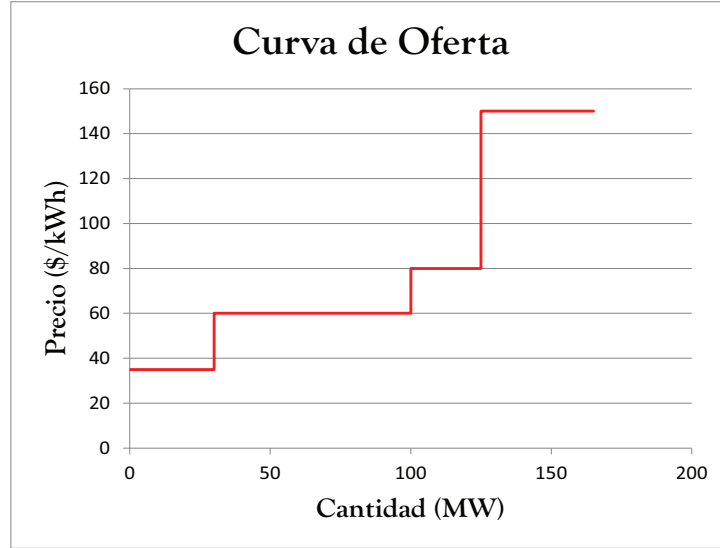


Figura 3.1: Curva de oferta diaria del Generador A

3.1. Curva de oferta de generación

Los generadores determinan cada hora una curva de oferta para el mercado *Spot*. Esta curva se forma a partir de las ofertas individuales de cada una de sus centrales. A su vez, la oferta de cada central se compone de un precio diario y una disponibilidad de generación horaria. Para aclarar un poco el concepto de curva de oferta, se presenta el siguiente ejemplo:

Un generador tiene cuatro centrales de generación y entrega diariamente al ASIC una oferta como la presentada en la tabla 3.1. A partir de esta oferta se puede determinar una curva de oferta como la presentada en la figura 3.1. Cada generador presenta un precio diario y una disponibilidad horaria para cada una de sus centrales por lo que podría llegar a tener una curva de oferta diferente cada hora.

La curva de oferta del generador que es presentada en la figura 3.1, esta determinada por dos variables: el precio de oferta y la disponibilidad comercial. Existen dos variables que pueden servir como sustitutas de esta última, la Generación real y la Generación ideal de cada planta. Es necesario decidir cual es la que mejor representa la cantidad que de energía que realmente esta dispuesto a entregar un generador a determinado precio.

La generación ideal y la disponibilidad comercial tienen una gran diferencia: La primera

representa una oferta que entra en el despacho económico. Este hecho da mayor credibilidad a la oferta del generador. Según (Díaz C, 2011), hay evidencia de que los generadores utilizan las ofertas de sus generadores estratégicamente cambiando súbitamente la disponibilidad comercial de una hora a otra. Por lo anterior basarse en la disponibilidad comercial para modelar una curva de oferta podría traer como resultado una distorsión más pronunciada que basarse en la Generación Ideal.

La Generación ideal y la Generación real tienen como única diferencia las reconciliaciones. Cuando una planta entra en el despacho económico y no sale despachada en la operación del sistema por alguna restricción técnica, se habla de una reconciliación negativa. Por otro lado, cuando la planta no entra en el despacho económico y sale despachada en la operación del sistema para poder garantizar la seguridad del mismo, se habla de una reconciliación positiva.

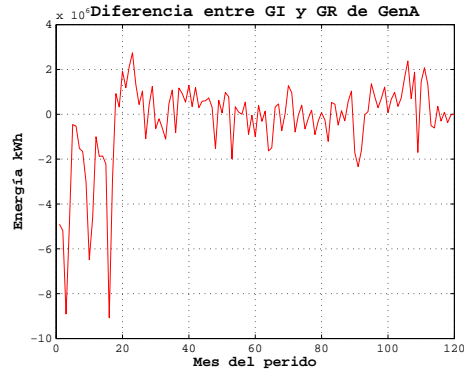
Nuevamente es deseable escoger la variable que represente de mejor manera las valoraciones que tienen los generadores sobre sus recursos de generación, por lo tanto la pregunta que se debe responder es cuál de las dos variables es menos susceptible frente a los comportamientos estratégicos. En la generación ideal, la desviación de las valoraciones reales tendría beneficios si las reconciliaciones negativas son dominantes, porque entonces ofertarían precios bajos para entrar al despacho ideal y finalmente no tendría que incurrir en gastos porque no sale despachada en la operación. Por el contrario en la generación real, las desviaciones en las valoraciones reales tendrían beneficios si las reconciliaciones positivas son dominantes porque entonces se ofertarían precios altos, ya que aunque no saliera favorecido en el despacho ideal, tendría que ser incluido en la operación del sistema.

Según los datos históricos, no se evidencia una tendencia marcada de reconciliaciones para todos los generadores en conjunto (Ver figura 3.2), por lo que no se podría asegurar que la generación ideal o la generación real son menos susceptibles frente a comportamientos estratégicos desde el punto de vista de los beneficios que ofrecen las reconciliaciones. Sin embargo, la generación real representa lo que realmente entrega a la red cada planta, por lo tanto las ofertas que salen despachadas en la generación real necesariamente implican costos. Al salir despachado en la Generación ideal no necesariamente se tendrá que incurrir en estos costos. Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió que las variables a usar para modelar la curva de oferta son el precio de oferta y la Generación real.

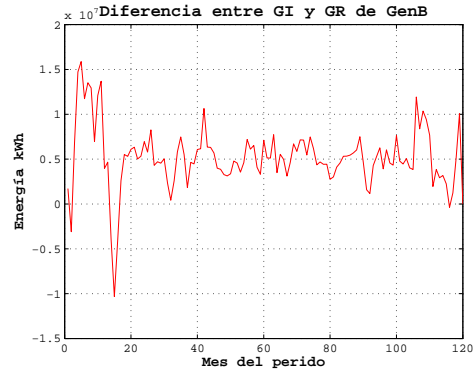
Con el razonamiento anterior no se pretende asegurar que la generación real esta exenta de los comportamientos estratégicos de los generadores. En realidad, el único objetivo de este razonamiento es escoger la variable que mejor represente las valoraciones reales de los generadores.

3.2. Curva de Oferta Estadística

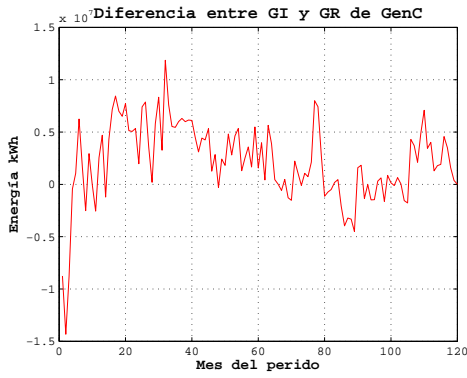
A lo largo de estos casi veinte años del MEM en Colombia, cada generador ha entregado sus curvas de oferta diariamente, por lo que tenemos un buen número de datos para construir una *Curva de Oferta Estadística (COS)*. Esta curva permite inferir de manera confiable la forma en que un generador relaciona parejas precio – cantidad con sus recursos de generación. Esto constituye una herramienta de gran utilidad a la para el modelamiento de subastas.



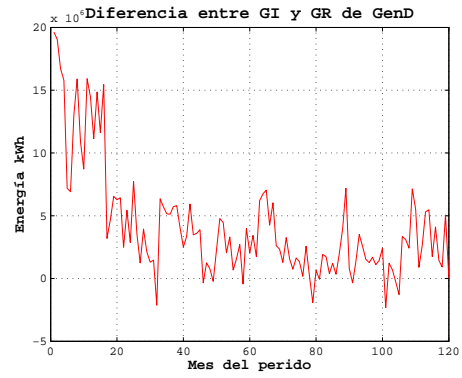
(a) GenA



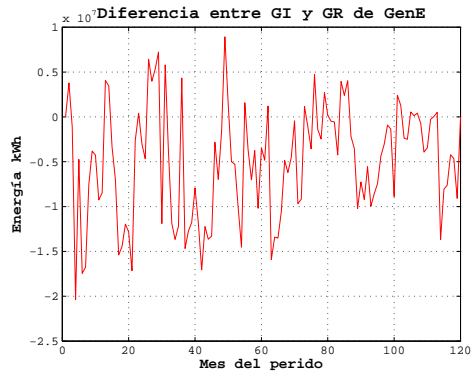
(b) GenB



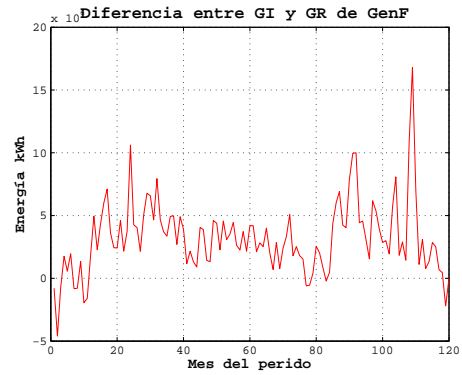
(c) GenC



(d) GenD



(e) GenE



(f) GenF

Figura 3.2: Reconciliaciones de los principales Generadores del MEM Colombiano

A partir de varias curvas de oferta diarias se tiene una serie de puntos como la que se presenta en la figura 3.3, llamada *Gráfica de dispersión*. En ella, cada punto representa el precio de oferta y su correspondiente cantidad acumulada reportado en un determinado día. A partir de esta nube de puntos se puede construir una curva de oferta estadística que nos permita modelar las valoraciones de los generadores a partir de variables estadísticas.

Lo primero que se debe realizar es la agrupación de los puntos para constituir variables aleatorias y de esta manera resumir la información de la nube de puntos a través de parámetros estadísticos. Una opción para resumir la nube de puntos puede ser el valor esperado de cada agrupación, con lo que se puede constituir una *Curva de Oferta Esperada (COE)*, que representaría la tendencia central de la curva de oferta diaria.

La agrupación de los puntos se refiere a dividir los ejes de la Gráfica de Dispersión en un número finito de intervalos. Los ejes de la Curva de Oferta Diaria al igual que los de la Gráfica de Dispersión, son precio y cantidad ofertada, y sobre cualquiera de ellos se podría definir la agrupación. Haciendo la agrupación a lo largo del eje Q , el algoritmo para establecer COS y COE consiste en:

1. **Definir los rangos raíz:** Son rangos preliminares que constituyen el paso inicial para establecer la agrupación. Pensando en constituir ng grupos, se debe formar el mismo número de rangos. Cada rango r_i tendrá un límite inferior li_i y un límite superior ls_i . El límite inferior del primer rango (li_1) debe ser igual a la cantidad mínima ofertada y el límite superior del último rango (ls_{ng}) debe ser igual a la máxima cantidad ofertada. Además cada límite inferior será igual al límite superior del rango anterior para asegurar que todos los rangos en conjunto contienen a todas las cantidades ofertadas (Ecuación 3.1).

$$[li_i, ls_i] \quad i = [1, ng] \quad (3.1)$$

$$li_i = ls_{i-1}$$

$$li_1 = Q_{min}$$

$$ls_{ng} = Q_{max}$$

2. **Formación de Conjuntos raíz:** Una vez se tienen los rangos definidos, se constituyen los conjuntos de cada variable aleatoria con ofertas $o(p, q)$ (parejas precios de oferta p y cantidad acumulada ofertada q) tales que, q esté dentro los límites de un rango determinado (Ecuación 3.2)

$$p_i = \{o(p, q) | li_i < q \leq ls_i\} \quad (3.2)$$

3. **Ajuste de Conjuntos para asegurar monotonidad:** La curva de oferta diaria es siempre ascendente, por lo tanto una curva que represente su tendencia central deberá ser también ascendente. En este sentido se deben ajustar los límites de la agrupación para cumplir con este requerimiento.

No es sencillo definir un criterio para ajustar los límites de la agrupación, de tal forma que COE sea monótona. De hecho, durante el desarrollo de esta tesis se probaron varios criterios con

los que no se logró un buen resultado² por lo cual fue necesario establecer una metodología para la determinación de los rangos.

Dada la dificultad que implica llevar esta nube de puntos a una curva de oferta monótona, se puede considerar esto, como uno de los principales aportes metodológicos de esta tesis.

Para lograr la monotonicidad, se parte de un número determinado (ng) de rangos raíz (r_i) y conjuntos raíz (p_i) que luego se unen y forman nuevos rangos (R_j). El criterio de unión de r_i parte de la comparación entre los valores esperados de cada p_i . Si el valor esperado de un producto raíz es menor que el valor esperado del producto raíz inmediatamente anterior entonces se unen los conjuntos raíz y los rangos raíz dando origen a nuevos conjuntos y rangos (ver ecuación 3.3). El proceso es iterativo y se detiene hasta que ningún conjunto tenga un valor esperado menor que el inmediatamente anterior. El número de rangos raíz (ng) debe ser grande para no sesgar las posibles uniones entre ellos, sin embargo esta limitado por los recursos informáticos disponibles. En el anexo B se podrá ver el código con el que se implementó en MATLAB.

$$\text{si } E[P_i] > E[P_{i+1}] \quad (3.3)$$

entonces

$$r_{i,i+1} = [li_i, ls_{i+1}]$$

$$P_{i,i+1} = P_i \cup P_{i+1}$$

Aplicando esta metodología se logró obtener curvas de oferta esperada monótonas y establecer conjuntos de ofertas que determinan una curva de oferta estadística. En la figura 3.5 se puede ver una serie de diagramas de caja que representan la curva de oferta estadística de un generador del mercado colombiano.

3.3. Portafolio de un generador

En el mercado actual, se puede considerar que los generadores tienen un portafolio conformado por dos activos para vender su energía: Ventas en bolsa y ventas por contratos³. Esta premisa es razonable ya que:

1. Aunque existe cierto grado de correlación entre los dos activos (Santa Maria et al., 2009), tienen niveles muy distintos de volatilidad lo que permite controlar el nivel de riesgo del ingreso a partir de la gestión del portafolio.

²El primer criterio probado fue el de “Rangos Iguales”, que consistía en un número de rangos ng con tamaño igual ($LS_i - LI_i = (Q_{max} - Q_{min})/ng$). El segundo criterio utilizado fue el de establecer un número de rangos igual al número de plantas del generador y con un tamaño de rango correspondiente a la potencia de cada planta. Con ninguno de los dos se logró tener una curva de oferta esperada monotonamente ascendente

³Aunque en el MEM ya existen los derivados financieros, aun hoy no tienen un nivel de penetración alto en el mercado, razón esta razón no se tienen en cuenta para el análisis del portafolio de venta de un generador

2. A pesar de las diferencias que hay en los contratos para la demanda regulada y la demanda no regulada, las dos tienen un objetivo común: el control del riesgo del precio. De esta manera para evaluar las preferencias de riesgo no es necesario diferenciar el destino del contrato.
3. Independiente del gran número de tipos de contrato que se pueden firmar en el MEM, todos tienen una volatilidad insignificante frente a la del precio de bolsa. Por lo tanto, para evaluar las preferencias de riesgo de un generador en el MEM, se puede suponer que los precios de los contratos en conjunto tienen una varianza prácticamente nula ($Var[P_c] \approx 0$). Entonces, se puede determinar un precio equivalente de contratos (P_c) con el promedio ponderado de los precios de los contratos para cada periodo de tiempo como se presenta en la ecuación 3.4, donde P_{c_i} y Q_{c_i} son el precio y la cantidad del contrato para el agente i , quien tiene un determinado número de contratos nc .

$$P_c = \frac{\sum_{i=1}^{nc} P_{c_i} Q_{c_i}}{\sum Q_{c_i}} \quad (3.4)$$

Antes de la introducción del MOR, el ingreso ($\tilde{\pi}$) de los generadores se puede representar con la ecuación 3.5 en donde intervienen el precio de bolsa (\tilde{P}_b), el precio equivalente de contratos (P_c), la generación real (y), el nivel de cubrimiento (Compras en contratos) (h) y el nivel de exposición en bolsa ($b = y - h$). Estas dos últimas variables se pueden representar como porcentajes de (y) teniendo finalmente un ingreso por unidad generada.

$$\frac{\tilde{\pi}}{y} = \tilde{P}_b(1 - h \%) + P_c h \% \quad (3.5)$$

A partir de la ecuación 3.5, se puede establecer el portafolio óptimo, basado en LMVUF (Ver sección) y el concepto de portafolio óptimo desarrollado por (Roubik Rojas, 2008). En la ecuación 3.6 se presenta el nivel de cubrimiento óptimo tal que el valor esperado del ingreso y su nivel de riesgo asociado representan la máxima utilidad⁴ para un generador teniendo en cuenta sus preferencias de riesgo.

$$h^* = 1 - \frac{\tilde{P}_b - P_c}{2(\gamma)\sigma_p^2} \quad (3.6)$$

En la ecuación 3.6 hay dos nuevas variables: La variánza del precio de bolsa (σ_p^2) y la aversión al riesgo (γ).

Con excepción de la aversión al riesgo, en el mercado colombiano es posible conocer cada una de estas variables a partir de la información disponible.

⁴Cuando se habla de utilidad se refiere a un valor subjetivo asignado a un portafolio caracterizado por un valor esperado y una variánza. La utilidad, permite comparar portafolios con distintos valores esperados y niveles de riesgo

3.4. Estimación de la aversión al riesgo

Las preferencias de riesgos pueden ser calculadas a partir del concepto de portafolio óptimo, (Ecuación 3.6) y de los datos históricos que resumen las decisiones de los agentes en el mercado.

$$\gamma = \frac{\tilde{P}_b - P_c}{2(1 - h^*)\sigma_p^2} \quad (3.7)$$

De la ecuación 3.6, γ puede ser despejada tal como se presenta en la ecuación 3.7. Con los datos históricos disponibles, se puede calcular los valores de γ para cada periodo de tiempo. Esta metodología es válida siempre y cuando:

1. Las preferencias de riesgo de los Generadores colombianos pueden ser representadas a partir de una LMVUF: Es necesario para que la ecuación 3.6 sea valida. Esta función ha sido usada por autores como (Anderson and Danthine, 1983) para modelar las preferencias de riesgo de los agentes de un mercado. En cuanto a los mercados electricos, (Roubik Rojas, 2008) utilizó esta función de utilidad para modelar las preferencias de riesgo del mercado chileno, obteniendo resultados satisfactorios.
2. El portafolio de ventas de los generadores se calcula de manera racional, buscando maximizar la utilidad de su correspondiente LMVUF: La racionalidad se refiere a la intención sostenida de los generadores de equilibrar el riesgo y el valor esperado de sus ingresos según sus preferencias.
3. Las estimaciones realizadas por los generadores sobre la volatilidad y el valor esperado del precio de bolsa y su Generación real no tienen mayores desviaciones de sus realizaciones: Los generadores firman los contratos basados en estimaciones de las variables de interés, durante el periodo de compromiso del contrato. Por lo tanto, solo si las estimaciones han sido acertadas, los valores históricos pueden representar las variables con las que los generadores calcularon su portafolio óptimo. A pesar de las complicaciones intrínsecas que tiene la predicción del precio de bolsa (Velásquez Henao et al., 2007), se han desarrollado varias herramientas de estimación de precio de bolsa que pueden ser usadas por los generadores. Hay gran variedad de ejemplos de este tipo de herramientas, se pueden citar desde el desarrollado por (Botero and Cano, 2008), quienes utilizaron modelos de regresión para la predicción, hasta herramientas con métodos computacionales avanzados como lo desarrollado por (Villa Garzón, 2010).

Aceptando los anteriores supuestos, los valores de γ fueron calculados para cada generador. Los resultados que se obtuvieron muestran que existe una tendencia central para el valor de γ de cada generador. Lo que comprueba la validez de esta metodología para la estimación de la constante de aversión al riesgo.

3.5. Curva de oferta en el MOR

Con la introducción del MOR en el MEM, el portafolio de los generadores incluirá tres alternativas para la venta de la energía: Ventas en Bolsa, ventas en contratos bilaterales y ventas en el MOR. Si diferenciamos la energía vendida por sector de mercado, los generadores solo cuentan con dos alternativas para cada uno. Para el mercado no regulado están los contratos bilaterales y las ventas en bolsa, y para el mercado regulado se tienen las ventas en el MOR y en la bolsa (Ver sección 3.3).

Teniendo en cuenta que en la sección 2.2.1 se presentó evidencia de que la cantidad vendida en el mercado regulado y no regulado no es fácilmente intercambiable, entonces se puede establecer una ecuación de ingreso para la energía destinada al mercado regulado .

$$\frac{\tilde{\pi}_r}{y_r} = \tilde{P}_b(1 - Q_{MOR} \%) + P_{MOR} + Q_{MOR} \% \quad (3.8)$$

En la ecuación 3.8 se plantea que los ingresos recibidos ($\tilde{\pi}_r$) por la energía vendida en el mercado regulado (y_r) dependen del porcentaje vendido en el MOR (Q_{MOR}), el porcentaje dejado en bolsa ($(y_r - Q_{MOR})$), y los precios de cada activo (P_{MOR} y \tilde{P}_b). También se podría definir un ingreso por unidad de producto, dividiendo ($(\tilde{\pi}_r)/y_r$). La ecuación 3.9 muestra el nivel óptimo de Q_{MOR} determinada a partir de la ecuación 3.6 y la aversión al riesgo (γ) y la varianza del precio de bolsa (σ_{pb})

$$Q_{MOR}^* = 1 - \frac{\tilde{P}_b - P_{MOR}}{2(\gamma)\sigma_p^2} \quad (3.9)$$

A partir la ecuación 3.9, se puede calcular el nivel de cubrimiento deseado en el MOR (Q_{MOR}) para distintos precios de la subasta (P_{MOR}), lo que puede entenderse como una *curva óptima de cubrimiento* (Ch).

Finalmente multiplicando punto a punto Ch y la *Curva de Oferta Esperada* (COE) de cada generador se puede tener la curva de oferta del MOR (COM) de cada generador (Ver ecuación 3.10)

$$COM(p) = Ch(p) * COE(p) \quad (3.10)$$

3.6. Implementación del Modelamiento de la oferta los Generadores en el MOR

Se seleccionaron 6 generadores con las características descritas en la tabla 3.2. En esta sección, se presenta a modo de ejemplo, el modelamiento paso a paso del “Generador E”. En el anexo A se encontrará el informe detallado sobre todos los generadores. Adicionalmente, en el anexo A

Generador	Plantas	Productos de <i>COS</i>	COE a 210 \$/kWh	Aversión al Riesgo
GenA	5	10	15.598 MWh-día	0.04
GenB	6	24	39.456 MWh-día	0.31
GenC	10	16	51.115 MWh-día	0.002
GenD	4	18	42.591 MWh-día	0.19
GenE	5	11	26.094 MWh-día	0.104
GenF	1	1	12.439 MWh-día	0.025

Tabla 3.2: Características de los generadores a modelar

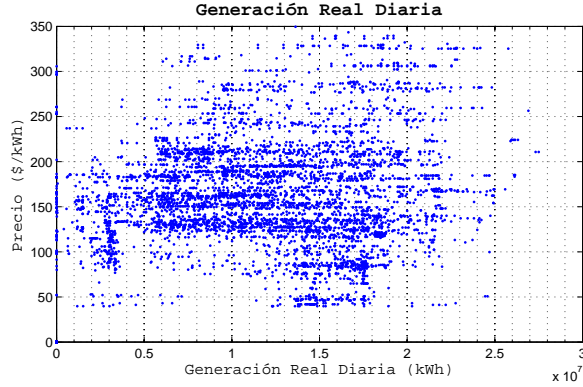


Figura 3.3: Gráfica de dispersión de las ofertas del Generador GenE

también se presentará el modelamiento de la oferta histórica del sistema y de los competidores de cada generador.

En la tabla 3.2 también se presenta un resumen de los principales resultados de su modelamiento.

3.6.1. Curva de Oferta Estadística

Partiendo de la curva de dispersión de la figura 3.3, se establecieron 50 grupos raíz. Cada grupo raíz es representado por un diagrama de caja en la figura 3.4.

Es evidente que basado en el valor esperado de cada grupo raíz es imposible tener una curva monótona ascendente. Por lo que resulta necesario aplicar la metodología descrita en la sección 3.2. A partir de dicha metodología se logra obtener la *curva de oferta estadística (COS)* presentada en la figura 3.5. En esta gráfica también se presenta la *Curva de Oferta esperada (COE)*

3.6.2. Aversión al riesgo

Se decidió escoger periodos mensuales para calcular la aversión al riesgo dado que:

1. La información disponible comprende el periodo entre el año 2001 y el 2010.

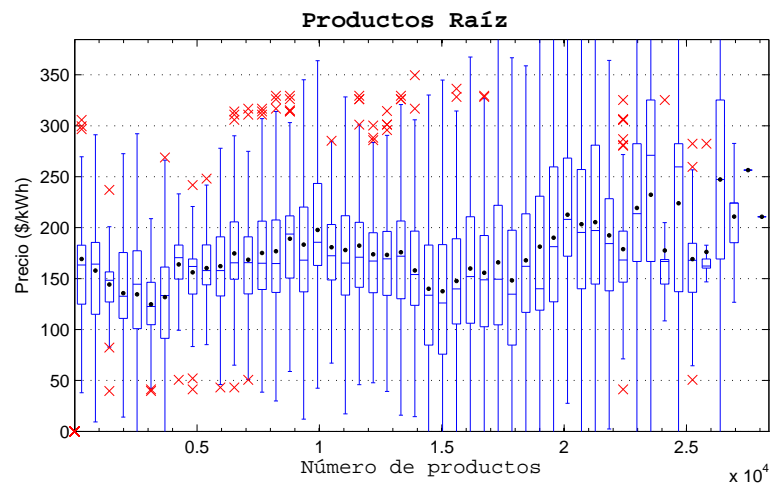


Figura 3.4: Rangos Raíz Generador GenE

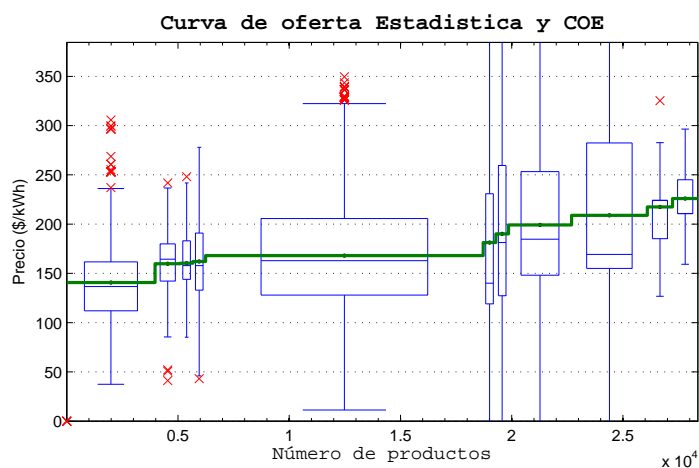


Figura 3.5: Curva de Oferta Estadística y Curva de Oferta Esperada del Generador GenE

2. A pesar de que la mayoría de los contratos firmados tienen una duración aproximada de 1 a 2 años (Cramton, 2007), no es conveniente escoger periodos anuales, porque el número de datos disponibles sería insuficiente para realizar una buena estimación de la aversión al riesgo de un generador.
3. Los generadores en el mercado colombiano pueden firmar contratos bilaterales de compra y venta de corta duración para ajustar su portafolio frente a variaciones de sus estimaciones

En las figuras 3.6 y 3.7 se resumen las series con las que se calculará la aversión al riesgo. En ellas se puede observar la diferencia que hay entre los precios promedio de contratos y de bolsa, la volatilidad del precio de bolsa y el nivel de contratación escogido dadas las características anteriores. En la figura 3.8 se puede ver el histograma que resume el cálculo de la aversión

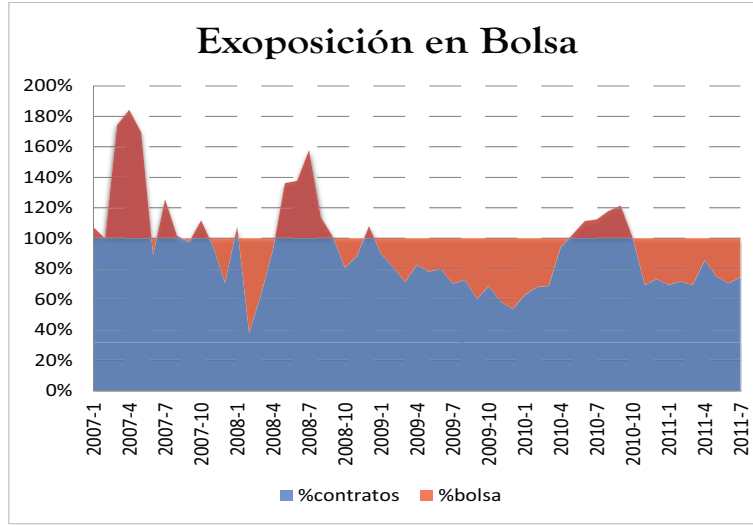


Figura 3.6: Exposición en Bolsa del Generador GenE

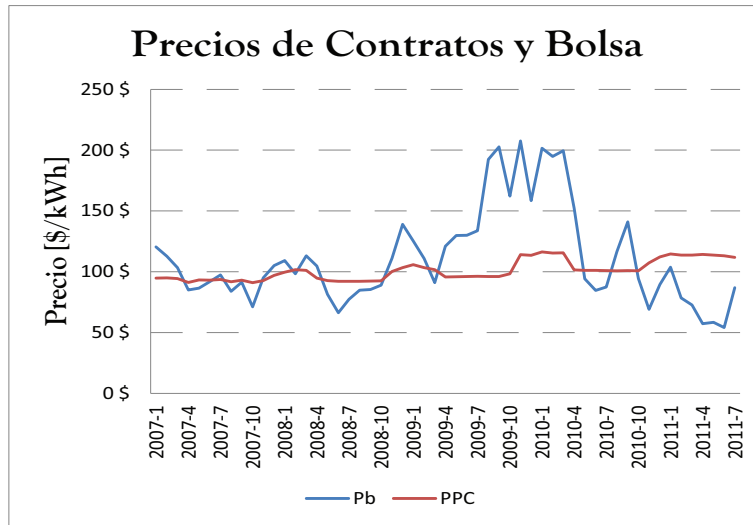


Figura 3.7: Precio de Bolsa y Precios Promedio Ponderado de Contratos del Generador GenE

al riesgo (γ) para cada periodo. En este gráfico se puede identificar claramente que existe una tendencia central.

Los valores negativos de la aversión al riesgo pueden explicarse de dos formas. La primera esta relacionada con el error de las estimaciones, la segunda es que los generadores identifican en la volatilidad del precio de bolsa, una oportunidad para aumentar su ingreso. Si se acepta la segunda hipótesis, y se asume que los generadores pueden ser propensos al riesgo ($\gamma < 0$) existiría una tendencia a la sobrecontratación según la ecuación 3.6. En el mercado colombiano, no existe tendencia a la sobrecontratación por lo tanto, respetando el supuesto 2 de la sección

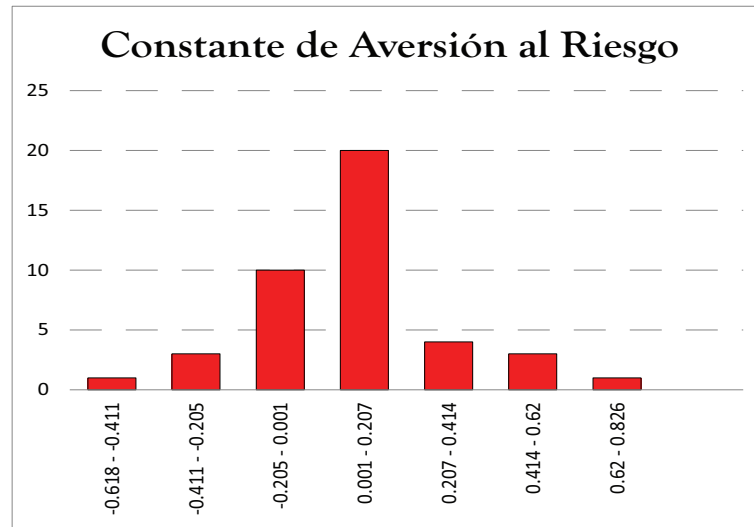


Figura 3.8: Histograma de Aversión al Riesgo

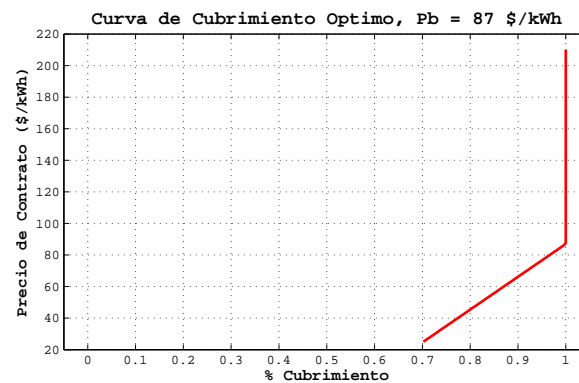


Figura 3.9: Curva óptima de cubrimiento de cubrimiento con valor promedio de precio de bolsa

3.4, se rechazarán valores negativos de γ .

3.6.3. Curva de Oferta MOR

A partir de los resultados anteriores se puede calcular la curva de cubrimiento óptimo. Pero antes es indispensable definir el precio esperado de bolsa y su varianza. A manera de ejemplo se contemplarán dos escenarios. El primero con un precio promedio de bolsa (\bar{P}_b) igual a 87 \$/kWh (Precio medio de la bolsa). El resultado de este escenario se presenta en la figura 3.9, en ella se puede observar que para precios superiores al precio de bolsa se prefiere contratar toda la energía. Sí se calcula COM a partir de esta curva, sería exactamente igual que COE , ya que para valores menores del precio de bolsa, la oferta de COE es cero y por lo tanto Ch siempre lo multiplica por 1.

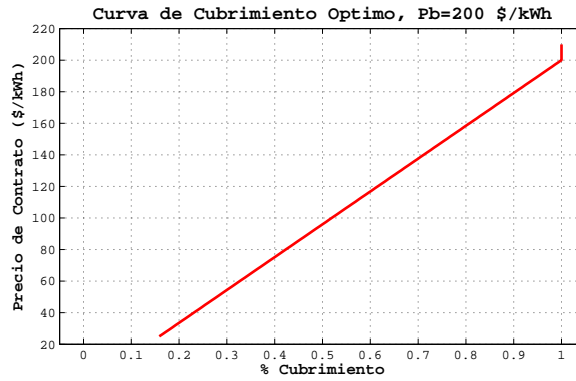


Figura 3.10: Curva óptima de cubrimiento de cubrimiento con un alto precio de bolsa

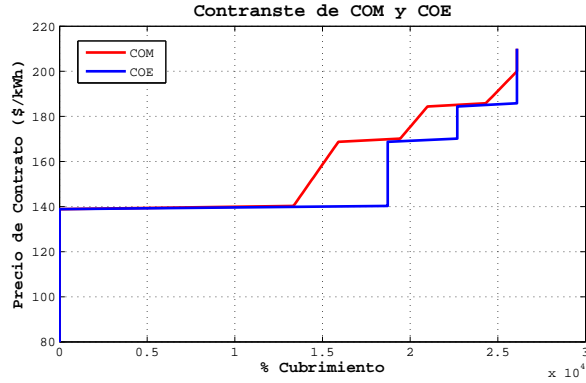


Figura 3.11: Curva de Oferta en MOR del Generador GenE

En la figura 3.10 se plantea Ch en un escenario improbable en el MEM: $\bar{P}_b=200$ \$/kWh. En este escenario, al calcular COM , habrán diferencias notables comparado con COE . En la figura 3.11 se presentan las curvas COE y COM para este ejemplo.

Modelamiento de la Toma de decisiones

*“El hombre que pretende ver todo con claridad antes
de decidir, nunca decide”*

Henri-Frédéric Amiel (1821-1881)

Resumen

Este capítulo presenta detalladamente el modelamiento de la toma de decisiones de los generadores en cada ronda de la subasta. Se divide en 4 secciones. La primera presenta de manera general el problema de decisión que enfrenta el generador. En la segunda sección se presenta la metodología para estructurar la toma de decisiones. Luego se ilustrará la metodología propuesta para el establecimiento de la recompensa de una alternativa en una ronda diferente de la final, en este tipo de subastas. Finalmente se mencionan otros aspectos relevantes para el modelamiento de la toma de decisiones.

La subasta de reloj descendente se desarrolla en rondas sucesivas permitiendo la adaptación de las ofertas de los participantes a partir de la información que va siendo revelada y la valoración que tiene cada uno sobre el bien subastado.

Teóricos como (Milgrom, 2000) y (Ausbel and Cramton, 2006), establecen la estrategia de equilibrio de la subasta de reloj descendente a partir de una función de Lyapunov. En este trabajo se propone observar la evolución de las estrategias de oferta a medida que avanza la subasta para entender el efecto que tienen algunos de los parámetros de la subasta sobre su resultado, entendido como la optimalidad de la subasta¹. Para esto, es necesario modelar la toma de decisiones de los generadores en cada ronda.

Es necesario antes de comenzar, hacer un paréntesis para dar claridad sobre tres aspectos que pueden causar confusión a lo largo de este capítulo. En primera medida se debe aclarar que el significado que se le da a la palabra “*Utilidad*” en este capítulo está relacionado con la valoración del portafolio de ventas y no con la diferencia entre el ingreso y los costos de una inversión. Así mismo, expresiones como *Función de Utilidad* ó *Maximización de Utilidad* se refieren también a la valoración del portafolio.

¹Para esta subasta específica, la optimalidad se puede ser entendida como el precio de cierre. Esto debido a que es una subasta de precio uniforme y por ende, el gasto del subastador es calculado justamente con el precio de cierre

El segundo punto, esta referido a la Curva de Oferta en el MOR (COM). En el capítulo anterior se habló de COM como una curva que representaba la oferta con la que se maximiza la utilidad en cada precio. Sin embargo, COM no es la respuesta apriori de la forma en que se debe ofertar en el MOR para maximizar utilidad. De hecho, esto último depende del desarrollo de la subasta. COM es de gran importancia para el modelamiento de los agentes porque sirve de referente sobre su valoración, pero de ninguna manera se debe confundir con la respuesta al problema de como ofertar en la subasta, sino como un insumo para resolverlo.

Por último, algo sobre notación. En la subasta puede darse hasta nr rondas. Cuando se habla de las variables de una ronda no especifica se utiliza el subíndice r , por ejemplo P_r se lee como: *El precio de la ronda r* . Cuando se habla de variables de la ronda actual se utiliza el subíndice k , por ejemplo OA_k se debe leer como: *La oferta agregada de la ronda actual*. Las variables de la ronda siguiente, se denotan con el subíndice compuesto $k + 1$.

4.1. Decisiones en la Subasta

El objetivo de un generador en el mercado eléctrico mayorista, es establecer un portafolio de ventas óptimo, que le permita equilibrar el nivel de ingresos y el riesgo del mismo. La curva de oferta del MOR COM^2 (ver 3.5), representa la cantidad que debe vender un generador en cada precio con el objetivo de establecer un portafolio óptimo de ventas. Sin embargo, seguir COM durante toda la subasta no es necesariamente la mejor opción considerando que:

1. Ofertar de acuerdo a COM para la obtención de un portafolio óptimo de ventas, sólo tiene sentido si se dan asignaciones en cada precio. Sin embargo, este no es el caso del MOR, ya que solamente en una de las rondas hay asignaciones y por lo tanto, una desviación de la curva COM no necesariamente sacrifica la optimización del portafolio del generador.
2. La curva COM es adaptativa, ya que cambia a medida que se va revelando información en cada ronda de la subasta.
3. Se prefieren precios altos que precios bajos en el MOR. Lo anterior es evidente a la luz de la racionalidad económica de los agentes generadores, pero es importante mencionarlo para aclarar que $COM(P_k)$ permite obtener la máxima utilidad ³ para cualquier cantidad ofertada al precio P_k , sin embargo la utilidad obtenida a partir de COM es distinta para cada precio, de hecho las utilidades calculada a partir de COM se pueden ordenar de manera estrictamente ascendente en función del precio ($U(COM(P)) < U(COM(P + \Delta P))$).

Teniendo en cuenta las anteriores premisas se puede afirmar que con COM se tiene la decisión de mayor utilidad sólo si se esta en la ronda final⁴.

²Curva de Oferta en el Mercado Organizado Regulado-MOR

³Entendida como la valoración de un portafolio de ventas, en el que se balancea el riesgo y valor esperado del ingreso según las preferencias de riesgo

⁴Esto es cierto dado que es la ronda en la que se realizan las asignaciones de cantidad

Dado lo anterior, el comportamiento estratégico de los generadores estará direccionado a obtener los resultados preferidos que en este caso serán: El precio de cierre de la subasta más alto posible y ofertar de acuerdo con su respectiva COM en la ronda final.

Bajo el modelo de subasta planteado (ver sección 2.7), la decisión de los generadores en cada ronda se limita a seleccionar la cantidad a vender al precio establecido. Por lo tanto, las estrategias del generador en cada ronda se deben plantear en términos de la cantidad a ofertar. Las alternativas de oferta pueden ser muchas, sin embargo, se trabajará con un conjunto acotado de alternativas tomando como referencia a COM :

1. Ofertar una cantidad según COM
2. Ofertar una cantidad mayor a COM
3. Ofertar una cantidad menor a COM

Cada una de las alternativas tiene ventajas y desventajas. Ofertar según COM es la mejor alternativa cuando se tiene la certeza de estar en la última ronda ya que se asegura seleccionar el nivel de cubrimiento para tener un portafolio óptimo, sin embargo, ofertar durante toda la subasta según COM es desaprovechar la oportunidad de adaptar la oferta para buscar precios altos de cierre de la subasta.

Ofertar una cantidad diferente de COM está motivado por la posibilidad de impactar en el resultado de la subasta:

1. **Ofertar una cantidad menor a COM :** También llamado retener oferta. El efecto de esta alternativa sobre la Oferta agregada puede ser interpretado como una señal de escasez, lo que podría afectar la valoración de los competidores y en últimas, aumentar el precio de cierre de la subasta. Retener oferta en el MOR tiene riesgos asociados que se pueden interpretar como desventajas. Retener oferta puede reducir en exceso las posibilidades de rondas futuras lo que podría restringir la máxima utilidad que se puede obtener en la subasta.

Lo anterior se ilustra en la figura 4.1. Allí se muestra que cuando se retiene oferta (Cuadro Rojo) puede lograrse una posición⁵ más favorable, pero debido a que la curva de oferta de los generadores en la subasta debe ser monótonamente ascendente, su oferta pone una restricción (línea roja punteada) que le impide ofertar en el precio de cierre (P_c), la cantidad con la que establece el nivel de cubrimiento óptimo a ese precio ($COM(P_c)$).

2. **Ofertar una cantidad mayor a COM :** También llamado sobreofertar. permite al generador aumentar las posibilidades de oferta en rondas futuras ya que, por el contrario de retener oferta, la asintota establecida según las reglas de la subasta, no afecta las posibilidades de ofertar $COM(P_c)$ en el precio de cierre (Ver figura 4.1). Adicionalmente, esta alternativa tiene otra ventaja: al conservar una gran cantidad de oferta disponible a lo largo

⁵La posición del generador en la subasta se puede evaluar a partir de la demanda residual, ya que se determina a partir de la diferencia entre curva de demanda la oferta de los competidores

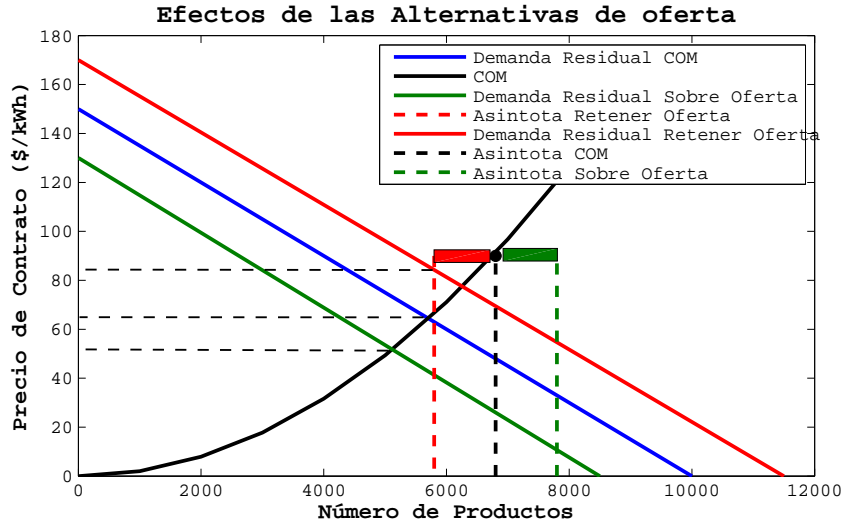


Figura 4.1: Efectos de las alternativas de oferta

de la subasta, su participación en la oferta agregada es cada vez mayor, lo que aumenta el impacto de su oferta sobre el resultado de la subasta.

El riesgo que tiene esta alternativa es la obtención de precios bajos ya que, el sobreofertar envía una señal de abundancia, y esto hace que el precio de cierre disminuya (Ver figura 4.1).

El resultado de seleccionar una u otra alternativa depende, en primera medida, de si la ronda es o no la última. El resultado se puede entender de dos formas: si se está en la ronda final, el resultado es la utilidad de contratar la cantidad ofertada al precio de la ronda. Si no se está en la última ronda, el resultado es la utilidad calculada con un precio de cierre estimado.

En lo seguido de este capítulo, se presentará la metodología usada para resolver el problema de decisión de los Generadores en el MOR.

4.2. Criterio de decisión

En resumen, el problema de decisión de los generadores se puede modelar a partir de:

- **Alternativas de decisión:** Las alternativas se resumen en 3. La primera alternativa es ofertar una cantidad mayor a COM (A_1), la segunda alternativa (A_2) es ofertar de acuerdo a COM y la tercera alternativa (A_3) es ofertar una cantidad menor a COM .
- **Escenarios:** Existen dos posibles escenarios que definen la recompensa de las alternativas de decisión. El escenario 1 (S_1) ocurre cuando la ronda de oferta es la última ronda y el escenario 2 (S_2) ocurre cuando la ronda de oferta es una ronda intermedia.

Tabla 4.1: Matriz de decisión en una Subasta de Reloj Descendente

	S_1 ($P = P_{cierre}$)	S_2 ($P \neq P_{cierre}$)
$A_1 = COM(P)$	U_{11}	U_{12}
$A_2 = COM(P) + \Delta Q$	U_{21}	U_{22}
$A_3 = COM(P) - \Delta Q$	U_{31}	U_{32}

- **Recompensa:** La recompensa (U_{mn}) es la utilidad de seguir una alternativa m (A_m) en un escenario n (S_n). Ahora bien, la forma de calcular dicha utilidad depende del escenario así:
 1. **En el escenario 1 (S_1):** Se calcula con la ecuación 4.1 a partir de la alternativa seleccionada (A_m) y el precio de la ronda de oferta P_{k+1} .
 2. **En el escenario 2 (S_2):** Corresponde al valor esperado de la utilidad calculada al precio de cierre estimado. En la sección 4.3.5 se detallará este procedimiento.

$$Q_{bol} = \frac{COE(P_{k+1}) - A_m}{COE(P_{k+1})}$$

$$Q_{mor} = 1 - Q_{bol}$$

$$U_{m1}(A_m, P_{k+1}) = (Q_{bol})\bar{p} + P_{k+1}(Q_{mor}) - \gamma(\sigma_p Q_{bol}^2) \quad (4.1)$$

Finalmente, a partir de las Alternativas de decisión, los Escenarios, y las Recompensas se puede establecer una matriz de decisión de cada generador durante la subasta como la presentada en la tabla 4.1. Ahora, es necesario definir que tipo de decisión es la que enfrentan los generadores durante la subasta: Decisión bajo riesgo o bajo incertidumbre.

Independiente de la política de información de la subasta, todos los generadores tienen estimaciones o por lo menos expectativas que direccionan sus estrategias, siendo de particular interés la expectativa sobre el precio de cierre de la subasta. Cuando existen experiencias previas de la subasta, se puede hacer alguna estimación estadística e incluso se puede establecer una distribución de probabilidad del precio de cierre. Cuando no existen experiencias previas, el conocimiento de los generadores del mercado los llevarían a tener expectativas sobre dicho precio: un precio mínimo y un precio máximo con una distribución uniforme. En cualquier caso se puede decir que la decisión que enfrentan los generadores en la subasta es una *decisión bajo riesgo* ya que los escenarios se pueden describir a partir de distribuciones de probabilidad (Ver Sección 1.2.3). Este tipo de problemas pueden resolverse a partir del criterio de valor esperado, en el cual se pondera los resultados de cada alternativa por la probabilidad del escenario correspondiente (Ver Sección 1.2.3).

4.3. Estimación del Precio de Cierre

La metodología para la estimación del precio de cierre y por lo tanto de la *Utilidad esperada* frente a cada alternativa es uno de los principales aportes de esta tesis, ya que permite cuantificar

la recompensa de una oferta en una ronda diferente a la de cierre, en la cual no hay asignaciones ni pagos. Esta metodología se basa en el concepto de demanda residual (Wolak, 2003) que permite la aproximación al *Poder de Mercado* de un agente.

La situación que enfrenta un generador cuando participa en el MOR se puede resumir en tres puntos:

1. **Función de demanda:** Dadas las condiciones de la resolución CREG090 de 2011 la función de demanda no es conocida, apenas es revelado un intervalo de la demanda objetivo ($DOb = [DOb_{min}, DOb_{max}]$) y PP2. Ya se había mencionado antes, que ante los datos no revelados (PP1) los generadores realizan estimaciones con los datos históricos ó por lo menos establecen expectativas a partir de su experiencia en el MEM; por lo tanto, los generadores tendrán por lo menos una expectativa de PP1 que se puede modelar a través de una distribución de probabilidad uniforme entre un mínimo ($PP1_{min}$) y un máximo ($PP1_{max}$). A partir de la información disponible y las expectativas sobre las variables desconocidas se puede establecer una función de demanda mínima (D_{min}) y una función de demanda máxima (D_{max}) entre las cuales se encuentra la función de demanda real (D_p)⁶ (Ver figura 4.2). La distribución de probabilidad de las curvas de demanda depende de las funciones de probabilidad de las variables que la determinan; sin embargo, al no haber información para establecer la función de probabilidad de las variables, se asumen distribuciones uniformes.
2. **Oferta Agregada:** En el MOR, la única variable que tendrán a disposición los generadores para ajustar sus valoraciones, es la Oferta Agregada (OA). Cuando un generador entra a participar al MOR tiene una estimación de cuánto puede ser la oferta agregada durante la subasta. A medida que su estimación se desvíe de la oferta agregada que se revela a lo largo de la subasta, el generador va ajustando su valoración (COM). La Oferta Agregada revelada durante rondas previas en la subasta también puede ser usada para estimar el comportamiento de la Oferta Agregada en las rondas sucesivas.
3. **Oferta de los Competidores:** Con la información disponible, un generador puede determinar la oferta agregada de sus competidores (los demás generadores) (SO). Con SO se tiene alguna idea del nivel de competencia que se enfrenta en la subasta, a medida que la diferencia entre SO y la oferta del generador (O) es mayor, habrá un mayor nivel de competencia. De hecho, SO es parte fundamental para encontrar la demanda residual (DR).

En términos generales, para establecer su oferta en la siguiente ronda ($O_{i(k+1)}$)⁷, el generador i (G_i) puede empezar por estimar el impacto de $O_{i(k+1)}$ sobre la oferta agregada de la siguiente ronda (OA_{k+1}). Para esto, debe determinar primero la oferta de sus competidores en la siguiente ronda ($SO_{i(k+1)}$) y calcular la oferta agregada de la siguiente ronda con cada una de sus posibles

⁶Aunque la demanda real puede estar determinada por cualquier combinación de los parámetros $PP1=[PP1_{min}, PP1_{max}]$ y $DOb=[DOb_{min}, DOb_{max}]$, por conveniencia se supondrá que la demanda real será la Demanda Promedio (D_p), establecida por los valores medios del PP1 y DOB

⁷La oferta del generador i en la siguiente ronda - $O_{i(k+1)}$, es equivalente a la alternativa de oferta escogida para la siguiente ronda

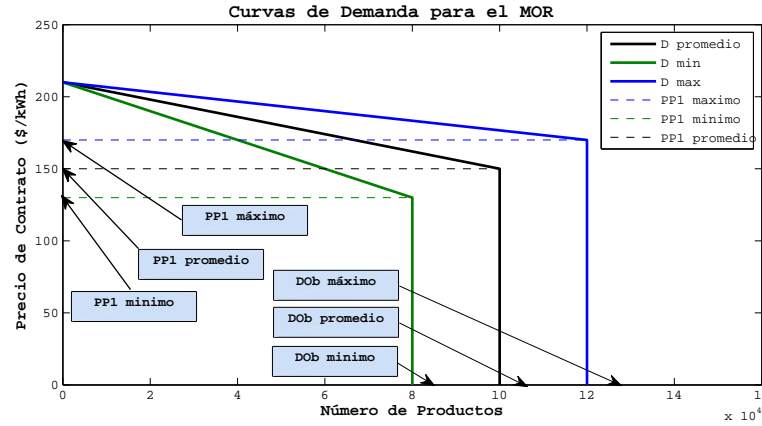


Figura 4.2: Funciones de demanda Máxima, Mínima y Real en el MOR

alternativas de oferta (A_m). La intención de G_i al impactar OA , es direccionar la subasta para maximizar su utilidad, esto es posible sólo si hay interdependencia en las valoraciones, ya que sólo así las ofertas de los demás generadores estarán basadas en las valoraciones de sus competidores. Si existe interdependencia, entonces es posible estimar una función de oferta agregada residual (SO) basándose en $OA_{(k+1)}$. Luego, a partir de SO y la Curva de demanda, se puede estimar la demanda residual (DR) y con ella el precio de cierre estimado (Pe) de la subasta. Lo anterior se puede estructurar en una serie de pasos, tal como se muestra a continuación:

1. Estimación de la oferta agregada de la siguiente ronda con cada alternativa de oferta $OA_{m(k+1)}$: Esta estimación se realiza con base en la oferta de los competidores en la siguiente ronda (SO_{k+1}), que a su vez depende de la oferta agregada en la ronda actual OA_k . Finalmente se calcula $OA_{m(k+1)}$ sumando SO_{k+1} con cada alternativa A_m .
2. Estimación de la curva de oferta de los competidores (SO_m) dada la alternativa m , que a su vez depende de la oferta agregada de la siguiente ronda.
3. Estimación de la demanda residual DR_m para la alternativa m , la cual depende de la curva de oferta SO_m y la curva de demanda D .
4. Estimación del precio de cierre P_{em} para la alternativa m , el cual depende de la demanda residual y de la función de oferta del generador COM .
5. Determinación de la utilidad esperada U_{m2} para la alternativa m en el escenario 2⁸ a partir del precio P_{em} y COM .

El algoritmo anterior establece los lineamientos generales para la estimación de la utilidad esperada de una alternativa en una ronda diferente a la final. Ahora, se presentará en detalle la metodología para el desarrollo de cada uno de los pasos descritos.

⁸Escenario donde la ronda siguiente no es la ronda de cierre.

4.3.1. Estimación de la oferta agregada de la siguiente ronda

Esta estimación es necesaria para aproximarse al impacto de cada oferta sobre el resultado de la subasta. La metodología desarrollada supone que existe interdependencia en las valoraciones de los generadores y por lo tanto, se puede estimar las ofertas de los competidores a partir de la oferta agregada. En este orden de ideas se propone:

1. Comparar la Oferta Agregada de la ronda actual (OA_k) con la Oferta Agregada histórica al precio actual de ronda ($OA_h(P_k)$), determinando el percentil (prc_1) de $OA_h(P_k)$ correspondiente a OA_k (Ecuación 4.2). En la figura 4.3, se representa la distribución de probabilidad de $OA_h(P_k)$ con una serie de líneas verticales, cada una de ellas representa un percentil de la Oferta agregada histórica al precio P_k . También se pueden ver en esta figura los límites máximo (OAm_{ax}) y mínimo (OAm_{in}) de la Oferta Agregada Histórica. En rojo se puede ver la oferta agregada (OA) revelada hasta el momento y en azul claro la Oferta Agregada de la Ronda actual (OA_k). En la figura se señala el percentil de ($OA_h(P_k)$) que coincide con OA_k .

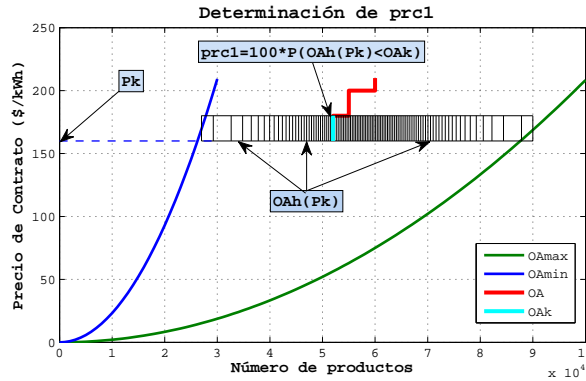
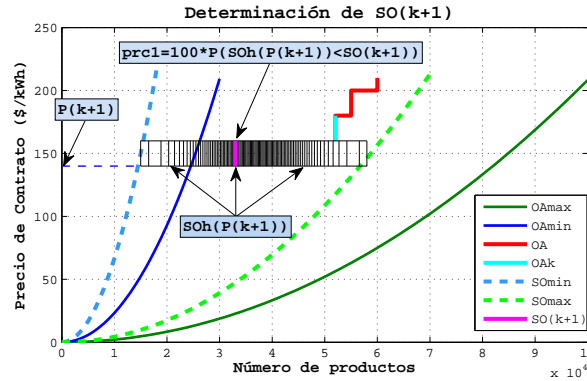
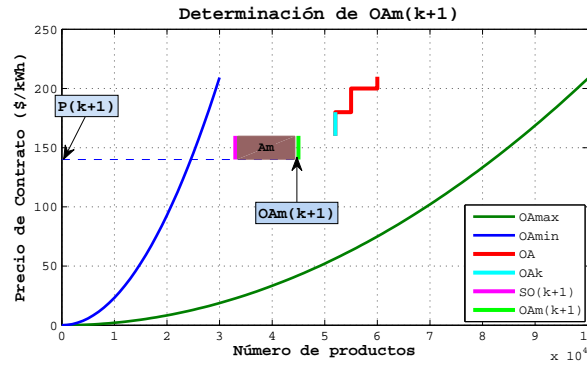


Figura 4.3: Determinación de prc_1 : Primer Paso de la Estimación de $OA_{m(k+1)}$

2. Determinar el valor (SO_{k+1}) correspondiente al percentil prc_1 de la oferta agregada histórica de los competidores al precio de la siguiente ronda ($SO_h(P_{k+1})$) (Ecuación 4.3). En la figura 4.4, se agregan nuevos elementos. Es importante notar que hay dos límites adicionales: SO_{max} y SO_{min} que delimitan el espacio de la oferta agregada histórica de los competidores. Sobre estos límites se establece una nueva función de probabilidad pero esta vez en el precio P_{k+1} . Seleccionando el percentil prc_1 de esta nueva función de probabilidad se encuentra SO_{k+1} (Linea fucsia).
3. Obtener la oferta agregada para la alternativa m en la ronda siguiente ($OA_{m(k+1)}$), sumando la cantidad ofertada (A_m)⁹ con la oferta de los competidores SO_{k+1} (Ecuación 4.4). La figura 4.5 muestra gráficamente como se obtiene $OA_{m(k+1)}$ (Linea verde claro) a partir de la suma de la alternativa m (Cuadro café) y SO_{k+1} .

⁹La alternativa m (A_m) hace referencia a una cantidad de productos, por lo que se suma directamente con la oferta agregada de los competidores

Figura 4.4: Determinación de SO_{k+1} : Segundo Paso de la Estimación de $OA_{m(k+1)}$ Figura 4.5: Determinación de $OA_{m(k+1)}$: Tercer Paso de la Estimación de $OA_{m(k+1)}$

$$prc_1 = (100) * P(OAh(P_k) \leq OA_k) \quad (4.2)$$

$$\text{Determinar } SO_{k+1} \text{ tal que } \frac{prc_1}{100} = P(SOh(P_{k+1}) \leq SO_{k+1}) \quad (4.3)$$

$$OA_{m(k+1)} = SO_{k+1} + A_m \text{ con } m = 1, 2, 3 \quad (4.4)$$

4.3.2. Estimación de la oferta de los competidores

Con cada oferta agregada posible $(OA_{m(k+1)})^{10}$, se estima las ofertas de los competidores a lo largo de la subasta. El numeral 2 del algoritmo general se desarrolla así:

1. Comparar la Oferta Agregada de la siguiente ronda dada la alternativa m ($OA_m(k+1)$) con la Oferta Agregada histórica al precio de la siguiente ronda ($OA_h(P_{k+1})$) determinando el percentil (prc_{2m}) de $OA_h(P_{k+1})$ correspondiente a $OA_{m(k+1)}$ (Ecuación 4.5). Las figura 4.6 y 4.3 son similares. Las diferencias son el precio en el que se establece la comparación

¹⁰Se debe notar que las variables que se presentan a continuación, tienen el subíndice m , que se refiere a la alternativa escogida A_m donde $m = \{1, 2, 3\}$.

y por su puesto la variable de comparación. La figura 4.6 muestra como de la comparación de $OAh(P_{k+1})$ y $OA_{m(k+1)}$ se obtiene el percentil prc_{2m} .

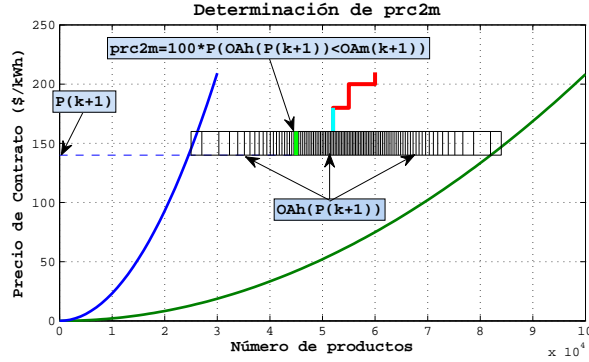


Figura 4.6: Determinación de prc_{2m} : Primer Paso de la Estimación de la Oferta de los Competidores

2. Determinar la oferta agregada de los competidores para cada nivel de precio (SO_{em}) que corresponde al percentil prc_{2m} de la oferta agregada histórica de los competidores ($SO_h(P_r)$) (Ecuación 4.6). La figura 4.7 ilustra como a cada precio P_r en la subasta, se encuentra el percentil prc_{2m} de la oferta agregada histórica de los competidores ($SO_h(P_r)$) para así formar una curva de oferta estimada de los competidores SO_{em} dada la alternativa m .

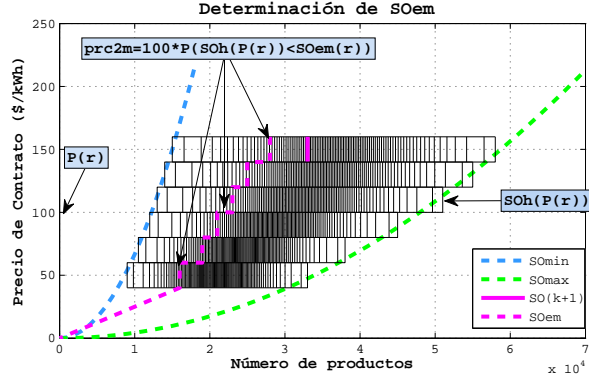


Figura 4.7: Determinación de $OA_{m(k+1)}$: Segundo Paso de la Estimación de la Oferta de los Competidores

$$prc_2 = (100) * P(OAh(P_{k+1}) \leq OA_{m(k+1)}) \quad (4.5)$$

$$\text{Determinar } SO_{em}(P_r) \text{ tal que } \frac{prc_2}{100} = P(SOh(P_r) \leq SO_{em}(P_r)) \text{ con } r = [1, nr] \quad (4.6)$$

Se puede considerar que SO_{em} define un nuevo límite de la Oferta agregada de los competidores, ya que SO_{em} tiene la tendencia a moverse siempre hacia la izquierda:

- La reglas de la subasta exigen mantener un curva de oferta estrictamente ascendente, lo que evita que SO se mueva hacia la derecha. SO solo podría moverse a la derecha si los generadores aumentarían su oferta al disminuir el precio, pero al estar prohibido sencillamente no puede suceder.

- Es probable que la oferta de los generadores disminuya a medida que el precio de la subasta disminuye, no solo si ven la posibilidad de afectar la subasta al retener oferta, sino también en pro de seguir *COM*.

Dada la tendencia de SO_{em} , éste define junto con SO_{min} la región factible de SO en las rondas posteriores de la subasta (Ver figura 4.8).

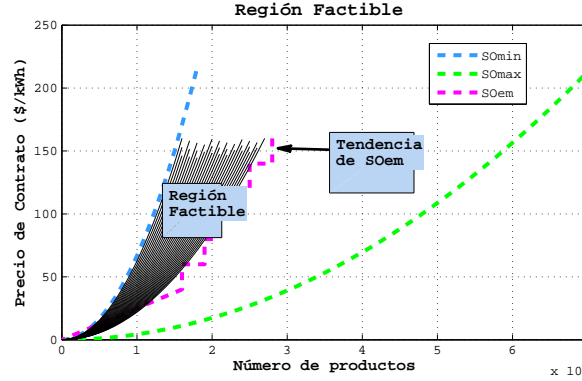


Figura 4.8: Región Factible

4.3.3. Estimación de la demanda residual

Para estimar la demanda residual se deben tener la oferta de los competidores (SO_{emr} y SO_{min}) y la demanda de la subasta. La demanda de la subasta (D) se mueve en un intervalo definido por D_{min} y D_{max} tal como se describió antes. A partir de estas curvas se define la demanda residual máxima y la demanda residual mínima. La demanda residual mínima ($DR_{(min)m}$) estará definida por la diferencia entre D_{min} y SO_{em} y la demanda residual máxima (DR_{max}) estará definida por D_{max} y SO_{min} . En la figura 4.9, se pueden observar estas cuatro curvas y además dos líneas azules punteadas que señalan el corte de D_{min} con SO_{em} y de D_{max} con SO_{min} . Estas líneas sirven como guía para entender las curvas de demanda residual.

$$DR_{(min)m} = D_{min} - SO_{em} \quad (4.7)$$

$$DR_{max} = D_{max} - SO_{min} \quad (4.8)$$

Tal como lo presentan las Ecuaciones 4.8 y 4.7, la demanda residual se calcula restando de la curva de demanda la oferta de los competidores. En la figura 4.10 se presentan las curvas mínima y máxima de DR , las líneas guía (azules punteadas) son el punto de referencia a partir del cual DR es positivo.

4.3.4. Estimación del Precio de cierre

El precio de cierre estimado (Pem) se calcula partir de la demanda residual y la curva de oferta estadística de G_i . Pem también es representada como una variable aleatoria con distribución

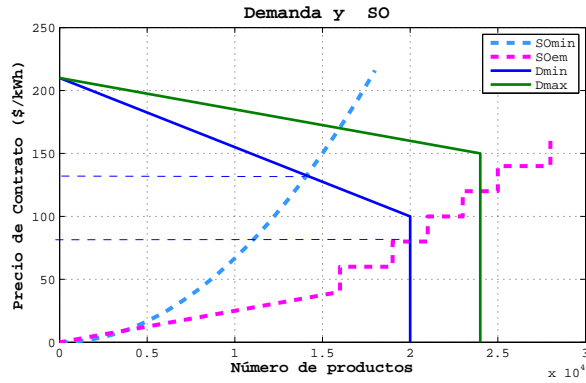


Figura 4.9: Determinación de la demanda residual

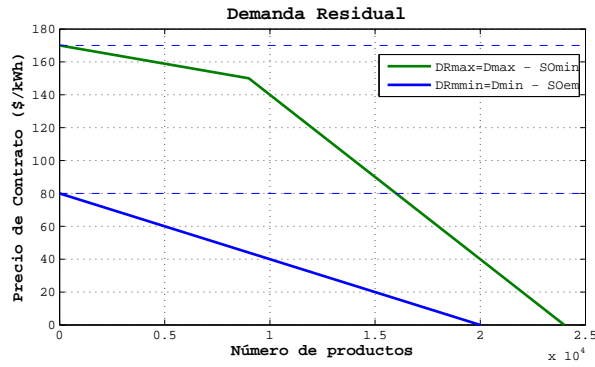


Figura 4.10: Determinación de la demanda residual

uniforme entre un valor mínimo (Pem_{min}) y un valor máximo (Pem_{max}). El precio mínimo de cierre será aquel en el que la curva de oferta mínima (Of_{min}) de G_i y $DR_{(min)_m}$ se igualan. El precio de cierre máximo es aquel en el que la curva de oferta máxima (Of_{max}) y DR_{max} se igualan (Ecuaciones 4.9 y 4.10). La figura 4.11 ilustra lo descrito en este párrafo.

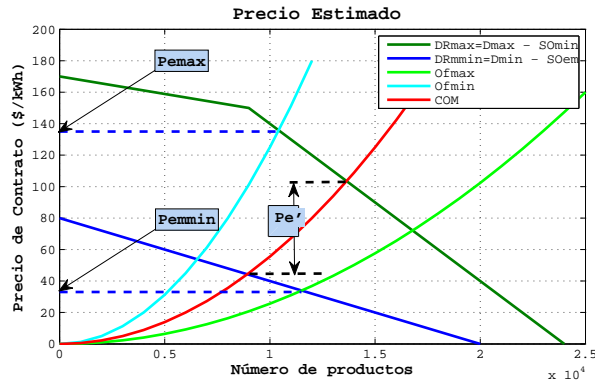


Figura 4.11: Estimación del Precio de cierre

$$Pem_{min} \text{ tal que } DR_{min}(Pem_{min}) = Of_{max}(Pem_{min}) \quad (4.9)$$

$$Pe_{max} \text{ tal que } DR_{max}(Pe_{max}) = Of_{min}(Pe_{max}) \quad (4.10)$$

Las curvas Of_{min} y Of_{max} determinan los límites en de las posibles ofertas del G_i , de la misma manera que SO_{min} y SO_{max} .

4.3.5. Utilidad Esperada

En la figura 4.11 se muestra también una linea Roja que representa a COM . Es importante notar que el cruce de COM con DR define los límites de los precios que deben ser considerados a la hora de calcular la utilidad esperada (Pe'). Se debe tener en cuenta, que a pesar de que el precio de cierre sea calculado con los límites de oferta del generador¹¹, se tiene una curva de Oferta en el MOR que puede ser usada para escoger la mejor oferta para cada precio.

Por eso, a partir de Pe se calcula la utilidad esperada como el valor esperado de la utilidad calculada para un número finito de precios (np) perteneciente al conjunto Pe' (Ecuación 4.11)

$$U(A_m, S_2) = E[U(COM(P_j), P_j)] \text{ conj } = 1, 2, \dots, np \text{ donde } P_j \in Pe' \forall j \quad (4.11)$$

4.4. Otros aspectos relevantes

Una vez se tiene la matriz de decisión es necesario tener la probabilidad de cada escenario para poder emplear el criterio del valor esperado. Además, es necesario un criterio de desempate para que en caso tener recompensas iguales para varias alternativa, se pueda escoger sistemáticamente una de ellas. Al final de esta sección se presentará el tema de la adaptación de COM a lo largo de la subasta.

4.4.1. Cálculo de la probabilidad de escenarios

La probabilidad de los escenarios se calcula basado en el precio de cierre estimado (Pe), el cual se modeló como una variable estadística con distribución de probabilidad uniforme y límites máximo (Pe_{max}) y mínimo (Pe_{min}). Dado lo anterior, los generadores pueden asignar una probabilidad a cada escenario basados en su estimación del precio de cierre y el precio de la siguiente ronda. La ecuación 4.12 calcula la probabilidad de que la próxima ronda NO sea la roda final (S_2).

$$P(S_2) = P(P_{k+1} \geq P_c) = \frac{P_{k+1} - Pe_{min}}{P_{max} - Pe_{min}} \text{ donde } P_c \in Pe \quad (4.12)$$

Ya que S_1 y S_2 son eventos complementarios la probabilidad de S_1 se puede calcular conforme la ecuacion 4.13.

$$P(S_1) = 1 - P(S_2) \quad (4.13)$$

¹¹El precio de cierre se debe calcular entre los límites de oferta del generador porque no se debe descartar que su oferta al precio de cierre sea cualquier punto entre estos límites

4.4.2. Criterio de desempate

Teniendo en cuenta todo lo desarrollado hasta ahora, se puede evidenciar que el generador tiene un incentivo para retener oferta (A_3), ya que si lo hace puede lograr un aumento en su utilidad esperada. Por otro lado también tiene un incentivo para ofertar conforme a COM (A_2) ya que maximiza su resultado si está en la ronda final. Sin embargo dadas las condiciones presentadas hasta ahora no es evidente que exista un incentivo para sobre ofertar (A_1).

Recordando lo descrito en la sección 4.1, al escoger A_1 , el generador mantiene su oferta y mejora la capacidad para en una ronda posterior, tener la posibilidad de hacer una oferta con mayor impacto en la subasta. Lo anterior se puede incluir en el modelamiento de las decisiones del generador, a partir del *criterio de desempate*.

El criterio de desempate escogido, esta representado en el orden de las alternativas. De haber empate entre alguna de las alternativas se decidirá a partir del orden de preferencia presentado en la siguiente lista:

1. Mantener la oferta por encima de su oferta óptima: A_1
2. Oferta justamente su oferta óptima: A_2
3. Oferta menos de su oferta óptima: A_3

Este orden de preferencia permite al generador escoger la mejor alternativa para una oferta futura en caso de que las utilidades de las alternativas sean iguales en el presente.

4.4.3. Adaptación de la curva de oferta óptima del MOR

Una de las características principales de la subasta de reloj descendente es que permite la adaptación de las ofertas de los participantes en función de las ofertas de sus competidores. Teniendo en cuenta la manera en la que se ha modelado COM esta adaptación puede incluirse a partir de 3 variables: El precio de bolsa estimado (\tilde{P}_b), la varianza del precio de bolsa ($\sigma_{\tilde{P}_b}^2$), o la curva de oferta estimada (COE).

Si representamos la adaptación con \tilde{P}_b y $\sigma_{\tilde{P}_b}^2$ existen varios inconvenientes. El primero de ellos es que para valores de la subasta menores al precio esperado de bolsa, la adaptación de los generadores no tendrá ningún efecto. Esto representa un problema por que entonces la suposición de la interdependencia de las valoraciones no se vería reflejada en las ofertas de los generadores durante la mayor parte de la subasta. Otro de los inconvenientes que causa utilizar estas dos variables para representar la adaptación de los generadores, es que la ecuación a partir de la cual se debe calcular puede generar grandes variaciones a sus valores iniciales. Esto no es aceptable dada la confianza de los agentes del mercado en las herramientas de predicción de bolsa con los que se cuenta actualmente.

Entonces la variable que queda por utilizar para representar la adaptación de las ofertas de los generadores a lo largo de la subasta es COE . Esta variable es la más adecuada para representar la adaptación ya que:

- Permite reflejar la adaptación para todos los precios durante la subasta
- Las desviaciones de su valor inicial puede relacionarse de manera sencilla con la oferta agregada que se va revelando a lo largo de la subasta
- Permite a los generadores ajustar su estrategia no solo para prevenir la “maldición del ganador” sino también para aprovechar las ventajas de una colusión implícita entre los participantes de la subasta

La metodología propuesta para representar la adaptación del generador a partir de la modificación de su COE se basa en la comparación de $O A_k$ y $O A h(P_k)$ representada por prc_1 (ver ecuación 4.2).

Con prc_1 se tiene un punto de referencia para adaptar COE . Una primera opción es tomar como COE el percentil prc_1 de sus ofertas históricas para cada precio de la subasta. Un aspecto negativo de esta estrategia es que, dada la regla específica de la subasta sobre mostrar una curva de oferta monótona ascendente, es muy riesgo seguir a prc_1 si su valor es muy bajo ya que lo obligaría a retirar rápidamente la cantidad ofertada, incluso en las rondas donde $P(S_1)$ es 0. Por lo tanto, siguiendo a prc_1 los generadores podría terminar prematuramente su participación en la subasta o disminuir las posibilidades de conseguir una posición favorable en la misma.

Para evitar este tipo de problemas se establece un límite superior (relacionado con $prcog_{max}$) y un límite inferior (relacionado con $prcog_{min}$) para la variación de COE , de tal manera que se permita la adaptación de su oferta a lo largo de la subasta pero que asegure que esta adaptación no lo llevara a tomar decisiones que sacrifiquen sus posibilidades futuras.

Finalmente, se propone escalar la posición de prc_1 en los límites $prcog_{min}$ y $prcog_{max}$ (Ecuación 4.14). La posición de prc_1 es relativo a los límites de la Oferta Agregada. En las figuras presentadas en la sección 4.3, los límites se suponen entre el percentil 1 y el percentil 99 de la oferta histórica, sin embargo estos límites pueden ser ajustados en razón de limitar resultados extremos. Por lo anterior se propone que los límites mínimo y máximo de la Oferta agregada sean respectivamente el percentil 25 ($prcoa_{min}$) y 75 ($prcoa_{max}$) de su serie histórica.

$$prc_{cr} = prcog_{min} + (prcog_{max} - prcog_{min}) \frac{prc_1 - prcoa_{min}}{prcoa_{max} - prcoa_{min}} \quad (4.14)$$

Con prc_{cr} el generador podrá ajustar su COE para la adaptación de COM a lo largo de la subasta.

El algoritmo para el modelamiento de la toma de decisiones en el MOR fue implementado en MATLAB y el código correspondiente es presentado en el Anexo B.

Aplicación del Modelo y Resultados

“La ciencia siempre esta en falta. Nunca soluciona un problema sin crear otros diez”

George Bernard Shaw (1856-1950)

Resumen

Los resultados de la aplicación del Modelo propuesto al mercado colombiano son presentados en este capítulo, no sin antes explicar los escenarios establecidos para implementar el modelo y algunos aspectos de interés a la hora de interpretar los resultados. Los resultados se presentan en 4 secciones. La primera de ellas presenta la correlación existente entre los parámetros de la subasta y su resultado. Luego, se dedica una sección para cada uno de los parámetros contemplados en los objetivos (PP2, PP1 y tamaño de la ronda). En cada una de las secciones, se mostrarán los principales resultados de la simulación, sobre los cuales se hará un breve análisis.

5.1. Escenarios Establecidos

Esta tesis busca evaluar la optimalidad de la subasta frente a la variación de distintos parámetros, específicamente PP1, PP2 y el tamaño de la ronda.

La optimalidad de la subasta de reloj descendente consiste en la adquisición del producto con el menor gasto posible. Particularmente, en este tipo de subasta, se puede determinar el gasto a partir del precio de cierre, ya que es una subasta de precio uniforme. Teniendo en cuenta esto, se calculará el precio de cierre en una serie de escenarios de subasta definidos por la combinación de valores de los siguientes parámetros:

- **PP2:** Estará entre 100¹ \$/kWh y 210 \$/kWh (correspondientes al percentil 75² y 99 del promedio mensual del precio de bolsa). Se tomarán valores discretos de PP2, que van desde el mínimo y aumentarán con pasos de 10 \$/kWh hasta llegar al máximo, lo que da un total de 12 valores posibles para este parámetro,

¹los precios nombrados de aquí en adelante están dados a precios constantes de diciembre de 2010 y tomando como deflactor el IPP

²Los percentiles de aquí en adelante serán entendidos como valores determinados a partir de los datos del periodo 2001 a 2010

- **PP1:** Como se mencionó en la sección 2.7, PP1 es una variable estadística que representa la estimación que hacen los agentes sobre dicho parámetro. Por tal razón, será modelado a partir de dos valores:
 1. $PP1_{min}$: Se moverá entre 50 \$/kWh y PP2. Igual que PP2, tomará valores discretos desde el mínimo aumentando con pasos de 10 \$/kWh hasta el máximo. Considerando que PP2 puede llegar a 210, $PP1_{min}$ puede tomar 17 valores.
 2. $PP1_{max}$: Se moverá entre $PP1_{min}$ y PP2. Varía de igual forma que los parámetros anteriores: con pasos de 10 \$/kWh. Considerando el mínimo valor de $PP1_{min}$ y el valor máximo de PP2, $PP1_{max}$ puede tomar 17 valores.
- **Número de rondas máximo (nr):** Estará entre 30 y 130 rondas. Tomará valores discretos que van desde el mínimo hasta el máximo aumentando de 20 en 20, lo que da un total de 6 valores posibles.
- **Incertidumbre de la Demanda Objetivo (ΔDO_b):** Es necesario incluir este parámetro en la configuración de los escenarios para no sesgar el análisis a una condición fija de incertidumbre sobre la demanda objetivo. Este rango tomara valores entre 0 y $\pm 40\%$, con pasos de 10%.

Alternativamente, PP1 se puede representar con dos parámetros calculados a partir de $PP1_{min}$ y $PP1_{max}$

1. $PP1_p = 0,5(PP1_{max} + PP1_{min})$: Corresponde al valor medio de PP1.
2. $PP1_s = PP1_{max} - PP1_{min}$: Indica la diferencia que existe entre los límites superior e inferior de PP1, lo que se puede entender como la incertidumbre PP1.

En un escenario de simulación que esta conformado por la tupla: $nr=70$, $PP2=210$, $PP1_{min}=120$, $PP1_{max}=160$ y $\Delta DO_b=20\%$, los cuatro últimos parámetros definen la curva de demanda, la cual puede ser entendida desde dos puntos de vista:

1. **El subastador** conoce el valor real de la curva de demanda. Para el subastador, este escenario define una curva de demanda real D_p calculada a partir de $PP2=210$, $PP1_p=150$ y DO_b . Con esta curva, el subastador determina el precio de cierre cuando el exceso sea igual o menor a cero.
2. **Los generadores** tiene una estimación de la curva de demanda que es representada por la demanda máxima y mínima (D_{max} y D_{min}). Entonces para los generadores, este mismo escenario define D_{min} a partir de $PP2=210$, $PP1_{min}=120$ y $DO_{b_{min}}=DO_b - DO_b * 10\%^3$ y también define D_{max} a partir de $PP2=210$, $PP1_{max}=160$ y $DO_{b_{min}}=DO_b + DO_b * 10\%$. A partir de estas dos curvas lo generadores estableceren las mejores alternativas en cada ronda.

³10%= $\Delta DO_b/2$

Con la combinación de todos los valores de estos parámetros se construyeron más de 28.000 escenarios y en cada uno de ellos se utilizó el modelo presentado en los capítulos anteriores para calcular el precio de cierre. A partir de estos resultados se buscó establecer la correlación existente entre cada parámetro y el precio de cierre, utilizando el coeficiente de correlación de Pearson.

Por último, el precio de bolsa promedio escogido para correr la simulación es de 87 \$/kWh el cual corresponde al percentil 50 del precio de bolsa. La varianza escogida fue de 1000 (\$/kWh)².

5.2. Consideraciones Generales sobre los resultados

Como se mencionó antes, se empleará el coeficiente de correlación para identificar las variables que mayor incidencia tienen sobre el precio de cierre.

Adicional al precio de cierre P_c , el resultado de la subasta se analizará también a partir del *precio de cierre modificado* P_{cm} , el cual corresponde al cruce de la oferta agregada y una curva perfectamente inelástica igual a la DOb . El objetivo de crear esta nueva variable es tener un punto de referencia que no se vea afectado por el cambio de la curva de demanda, para poder evaluar los resultados de la subasta sin la distorsión causada por este hecho.

Es importante aclarar que esto no va en contravía con los objetivos de la tesis. Lo que en realidad se busca NO es ignorar el efecto de PP1 y PP2 sobre la optimalidad de la subasta, sino evitar que los resultados se distorsionen por la sección de la curva de demanda que corta la oferta agregada.

En la figura 5.1 se puede ver gráficamente la diferencia entre P_c y P_{cm} . De no contar con P_{cm} la relación de PP1 con el precio de cierre no se podría evaluar sin descontar el efecto evidente que tiene mover el punto de inflexión de la curva de demanda. Al suponer una curva de demanda inelástica, se puede ver más claramente los efectos que tienen los parámetros sobre el precio de cierre.

Respecto al tamaño de ronda y el número de rondas se debe tener en cuenta que:

1. La variable *número máximo de rondas* (nr), representa el tamaño de la ronda, valores bajos de nr indican valores altos del tamaño de ronda y viceversa.
2. El *número de rondas* (n) necesarias para llegar al precio de cierre, son en realidad el número de iteraciones realizadas durante la subasta. Depende del tamaño de la ronda pero también de la diferencia entre la oferta agregada inicial y la curva de demanda y de las estrategias que elijan los generadores a lo largo de la subasta.
3. El número de rondas necesarias para llegar al precio de cierre modificado (nm) se diferencia de n por la curva de demanda usada.
4. Aunque nr , n y nm tienen una relación evidente, su valor en sí connota cosas diferentes. Por un lado nr , es una variable independiente que indica el tamaño de ronda y por ende la velocidad de la subasta. Por otro lado, n y nm son variables que depende del desarrollo

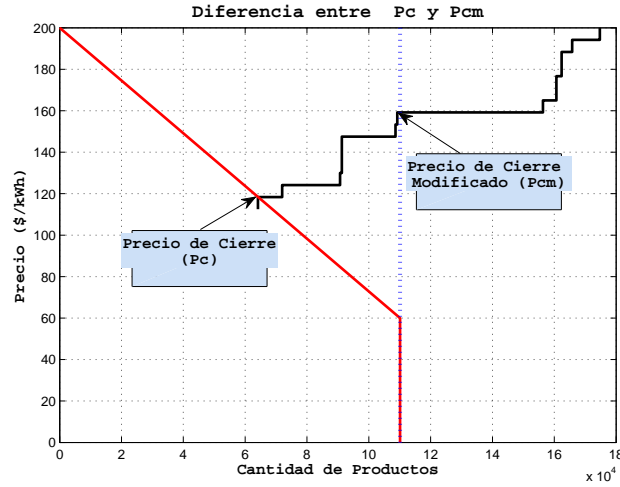


Figura 5.1: Diferencia entre el Precio de Cierre (P_c) y el Precio de Cierre Modificado (P_{cm})

de la subasta. Un valor determinado de n , reúne una serie de condiciones (Exceso de oferta inicial, estrategias de los agentes y tamaño de ronda) y las resume como el número de iteraciones necesarias para terminar la subasta.

Se puede realizar una aproximación al poder de mercado a partir de la frecuencia de oferta de la alternativa 3 (A_3). Recordando lo expuesto en el capítulo anterior, A_3 es la mejor opción cuando se identifica que retener oferta permite aumentar el valor del precio de cierre esperado. Esto está claramente relacionado con el poder de mercado⁴. La frecuencia de restricciones de oferta también se utilizará para el análisis de poder de mercado por su relación con A_3 .

Luego de la simulación de todos los escenarios, los resultados se resumieron en una matriz que registra el precio de cierre de la subasta para cada escenario y los parámetros del mismo. En las primeras once columnas de la matriz se registra la información relacionada con el precio de cierre y los parámetros del escenario (Ver tabla 5.1). Adicionalmente, en la matriz de resultados también se almacena las alternativas escogidas en cada ronda, indicando el número de la alternativa y si tenía algún tipo de restricción de oferta.

En lo seguido de este capítulo se presentarán los principales resultados y su correspondiente análisis.

⁴El poder de mercado se define como la capacidad de un o varios agentes para elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precio

Columna	Parámetro
1	nr
2	PP2
3	$PP1_{min}$
4	$PP1_{max}$
5	ΔDOb
6	P_c
7	Número de Rondas para P_c (n)
8	P_{cm}
9	Número de Rondas para P_{cm} (nm)
10	$PP1_p$
11	$PP1_s$

Tabla 5.1: Columnas de la Matriz de Resultados

5.3. Correlación de las variables

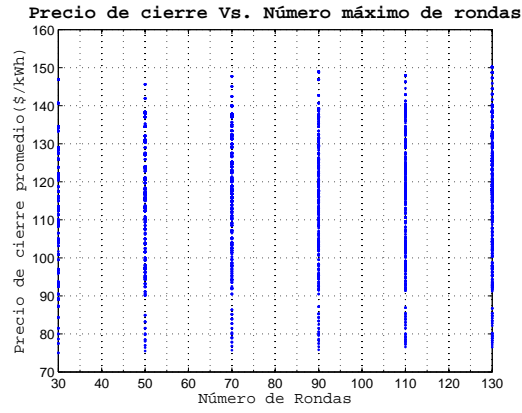
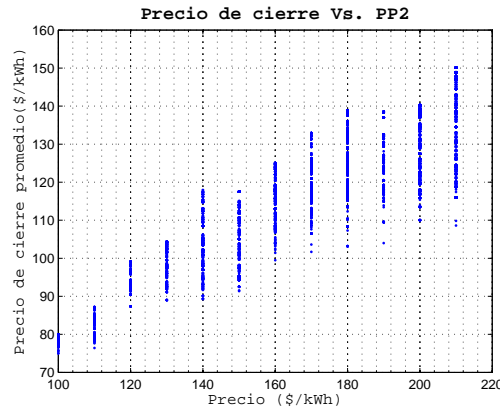
Se utilizó la función *corrcoef*(.)⁵ sobre la matriz de resultados para encontrar los coeficientes de correlación de las variables. El resultado se presenta en la tabla 5.2. En ella se pueden identificar varias cosas:

1. El parámetro de mayor impacto sobre el precio de cierre de la subasta es $PP2$. La correlación de $PP2$ con P_c y P_{cm} es la más alta de todas las variables.
2. La grado de correlación que existe entre el precio de cierre y las variables usadas para caracterizar $PP1$ es distinto entre ellas. $PP1_p$ y $PP1_{max}$ son las variables que mayor correlación tienen con P_c y P_{cm} . Por su parte $PP1_{min}$ y $PP1_s$ tienen una correlación más baja.
3. El grado de correlación de $PP1$ y el precio de cierre es distinto entre P_c y P_{cm} , siendo los coeficientes de correlación menores para este último.
4. El coeficiente de correlación del tamaño de las rondas con P_c y P_{cm} es muy bajo. Lo que indica que el precio de cierre es independiente del tamaño de las rondas
5. La incertidumbre sobre la demanda objetivo (ΔDOb) tiene un grado de correlación muy bajo con P_c y P_{cm} .

En las gráficas de dispersión de los distintos parámetros con P_c y P_{cm} se pueden confirmar los anteriores hallazgos. En la figura 5.2 se puede ver que no existe ningún tipo de relación entre el tamaño de ronda y P_c . Por su parte, en la figura 5.3 se evidencia la tendencia creciente del precio de cierre en función $PP2$. Un compilado de todas las gráficas de dispersión se presenta en el anexo C. A partir de estos resultados se pueden sacar algunas conclusiones preliminares que servirán de base para continuar en el análisis de los parámetros de la subasta y su incidencia sobre el precio de cierre.

⁵Esta herramienta calcula el grado de correlación lineal entre un número de variables a partir del coeficiente de correlación de Pearson.

Parámetro	r con P_c	r con P_{cm}
$PP2$	0.89	0.95
$PP1_{min}$	0.54	0.29
$PP1_{max}$	0.74	0.51
$PP1_p$	0.73	0.46
$PP1_s$	0.29	0.28
nr	0.088	0.034
n	0.39	0.51
nm	0.63	0.62
ΔDOb	0.028	0.0267

Tabla 5.2: Coeficiente de Correlación de los parámetros con P_c y P_{cm} Figura 5.2: P_c Vs n_x Figura 5.3: P_c Vs $PP2$

Se debe enfocar el análisis en las variables $PP2$, $PP1$, n y nm por ser las de mayor correlación con P_c y P_{cm} . Hablando específicamente sobre $PP1$, se continuará el análisis a partir de $PP1_{max}$ y $PP1_{min}$ ya que poseen mayores coeficientes de correlación que $PP1_p$ y $PP1_s$ respectivamente.

En los resultados presentados hasta el momento se puede apreciar la utilidad de la variable P_{cm} . Por ejemplo, en cuanto a $PP1$ se aprecia una diferencia considerable en el coeficiente de correlación con P_c y P_{cm} , siendo este último más bajo, lo que confirma lo que se había anticipado líneas arriba: El efecto de $PP1$ sobre el precio de cierre se puede sobreestimar si no se filtran los efectos de la curva de demanda sobre el precio de cierre.

Teniendo en cuenta los valores posibles de los parámetros (Ver sección 5.1) se puede identificar que hay interdependencia entre ellos. En efecto, los valores de $PP1_{min}$ están en función del valor de $PP2$ y los valores de $PP1_{max}$ dependen doblemente de $PP2$ ya que están en función de $PP1_{min}$ y $PP2$. Dada la alta correlación de $PP2$ con el precio de cierre, es posible que la correlación que exista entre $PP1$ y el precio de cierre se explique en gran medida por la alta correlación de $PP2$.

5.4. Precio de cierre frente $PP2$

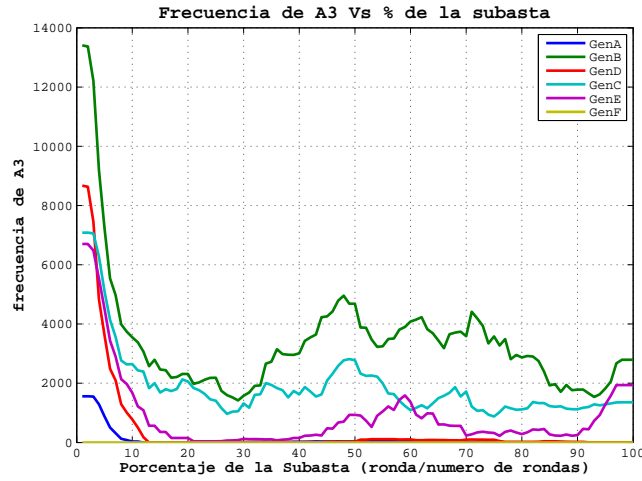
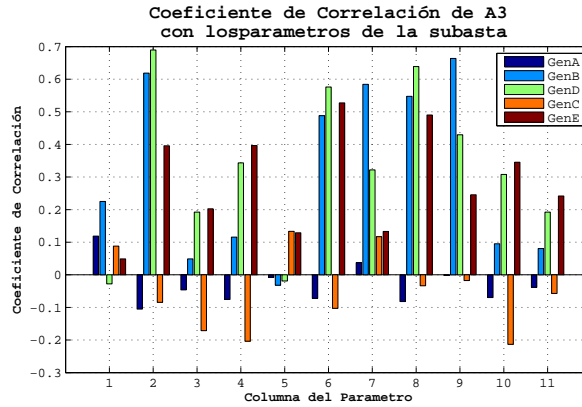
El parámetro $PP2$, además de ser una característica de la curva de demanda, es también el punto de partida de la subasta. Según los resultados de la simulación, el precio de cierre de la subasta esta directamente relacionado con él. Partiendo del modelo planteado, la explicación de este fenómeno puede radicar en dos aspectos: 1) La oferta agregada disminuye con el mismo ritmo independientemente de los parámetros, 2) $PP2$ presenta mayores incentivos para seleccionar A_3 .

En la figura 5.5 se puede ver que el grado de correlación que existe entre los distintos parámetros de la subasta y la frecuencia de que cada Generador seleccione A_3 en una ronda. En esta figura se puede ver que el grado de correlación entre $PP2$ y A_3 es distinto para cada generador. Sin embargo, entre ellos hay algunos con coeficientes de correlación altos.

Por otro lado en la figura 5.4 presenta la frecuencia con la que cada Generador seleccionó A_3 en determinado momento de la subasta. Este momento de la subasta se ha parametrizado como un porcentaje de n . En esta figura se puede ver que la mayoría de los generadores coinciden en ofertar A_3 en el primer tramo de la subasta. Pero luego solo tres de ellos continúan ofertando A_3 . Es interesante observar que los picos de los tres generadores es muy cercano. De hecho los coeficientes de correlación de las tres series superan 0,8.

A partir de esta evidencia se puede afirmar que:

1. El efecto de $PP2$ sobre la frecuencia de oferta de A_3 en la subasta depende de las características propias de cada generador. Pudiendo ir desde una correlación alta y proporcional, hasta una correlación negativa.
2. El ritmo en que los Generadores seleccionan A_3 es similar para todos los generadores.
3. La probabilidad de que un generador oferte A_3 es más alta en el inicio de la subasta que en lo sucesivo de su desarrollo

Figura 5.4: Ritmo de oferta A_3 a lo largo de la subastaFigura 5.5: Correlación de los parámetros de la subasta y la frecuencia de A_3

- La correlación que existe entre $PP2$ y el precio de cierre se debe a que los generadores tienen un ritmo similar a lo largo de la subasta, y coinciden en reducir su oferta de manera rápida al inicio de la subasta.

5.5. Precio de cierre frente $PP1$

Tal como se había dicho antes, los coeficientes de correlación altos entre $PP1$ y el precio de cierre se deben reevaluar debido a la correlación que existe entre $PP1$ y $PP2$. Para filtrar el efecto que pueda tener esta correlación de $PP1$ y $PP2$, sobre los coeficientes de correlación de $PP1$ y P_c , se pueden analizar los resultados de la subasta manteniendo un valor fijo de $PP2$. Las figuras 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9, presentan curvas de nivel que relacionan $PP1$ y P_c para distintos valores de $PP2$. En estas figuras se puede observar que:

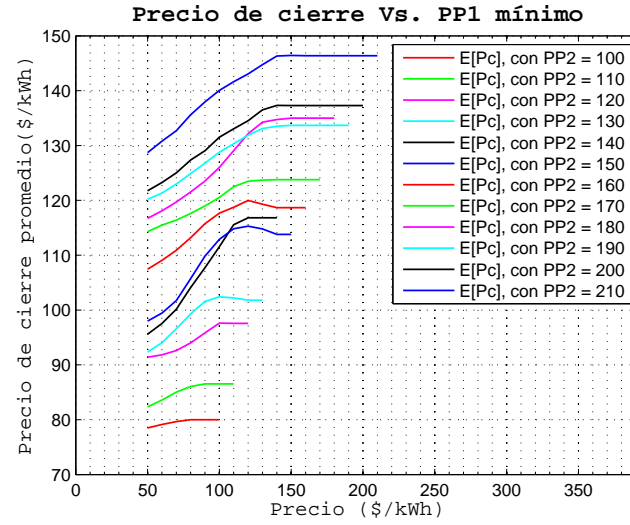


Figura 5.6: Precio de cierre Vs. PP1 mínimo

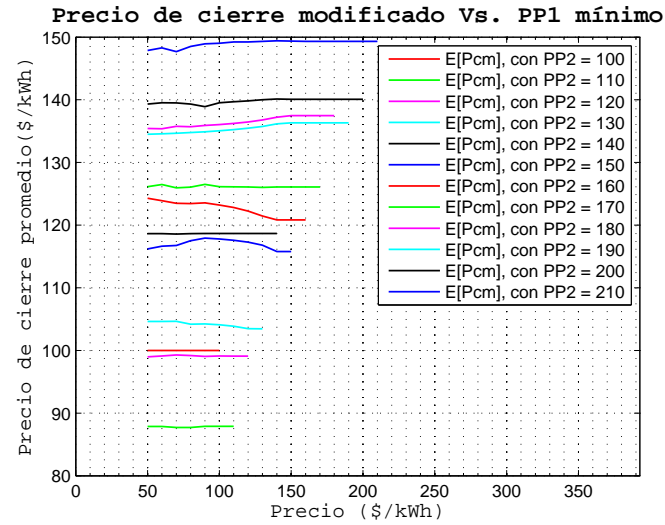


Figura 5.7: Precio de cierre modificado Vs. PP1 mínimo

1. El efecto de $PP2$ sobre P_c y P_{cm} es evidente, lo que reafirma la estrecha relación entre $PP2$ y el precio de cierre.
2. Con $PP2$ constante, P_{cm} es independiente de los valores que tome la variable $PP1_{min}$.
3. Con $PP2$ constante, el efecto que tiene $PP1_{max}$ sobre P_{cm} es casi imperceptible.
4. Con $PP2$ constante, P_c tiene una relación directa con $PP1_{min}$ y $PP1_{max}$.

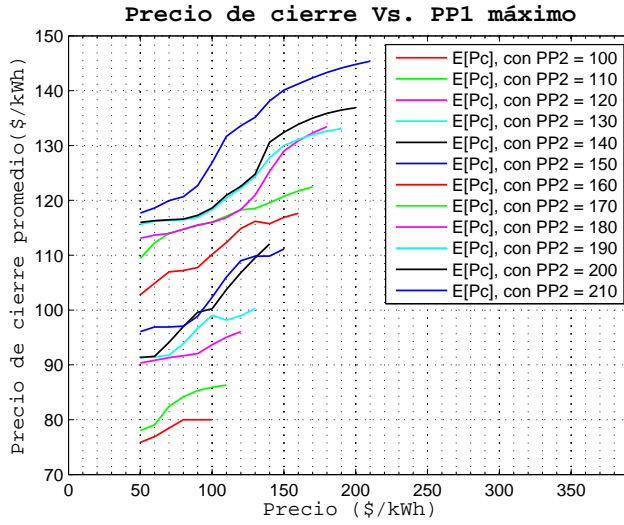


Figura 5.8: Precio de cierre Vs. PP1 máximo

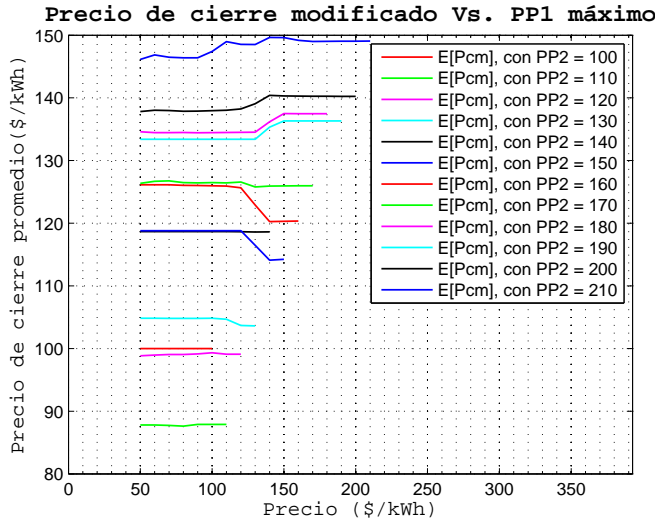
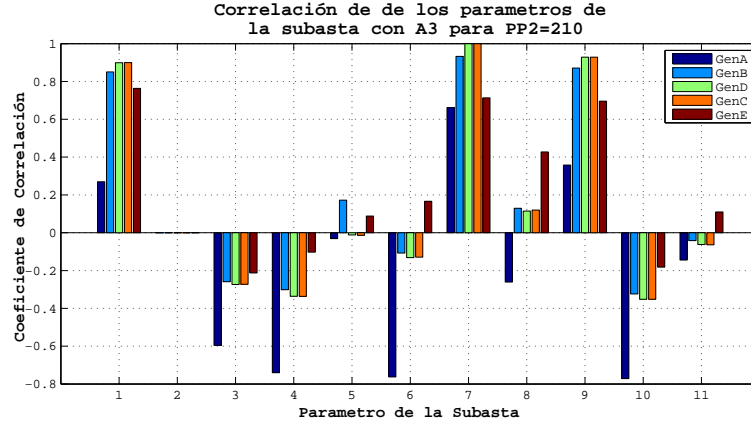


Figura 5.9: Precio de cierre modificado Vs. PP1 máximo

En la tabla 5.3 se presentan los coeficientes de correlación de $PP1$ con P_c y P_{cm} , para un valor constante de $PP2$. En ella se puede confirmar que la correlación de $PP1$ es alta con P_c pero baja con P_{cm} .

De los resultados previos se puede concluir, que $PP1$ tiene un bajo impacto sobre las decisiones de los generadores de la subasta y que el único efecto que tiene sobre su resultado es el causado por la modificación de la curva de demanda. En la figura 5.5 se pueden encontrar argumentos para respaldar esta hipótesis. En ella, se puede observar el bajo nivel de correlación de $PP1_{min}$ y $PP1_{max}$ con la frecuencia de A_3 .

Parámetro	r con P_c	r con P_{cm}
$PP1_{min}$	0.62	0.112
$PP1_{max}$	0.75	0.133

Tabla 5.3: Coeficiente de Correlación de $PP1$ con P_c y P_{cm} para $PP2=210$ Figura 5.10: Correlación del los parámetros de la subasta con A_3 con $PP2 = 210$ \$/kWh

Como se mencionó antes, se deben filtrar los datos para no establecer conclusiones distorsionadas por el alto grado de correlación de $PP2$ con las demás variables. Para filtrar el efecto de $PP2$, y poder observar el efecto propio de $PP1$ sobre A_3 , se realizó el análisis de correlación entre los parámetros de la subasta y A_3 con un valor fijo de $PP2$ ($PP2 = 210$ \$/kWh), obteniendo los resultados que resume la figura 5.10. En esta figura hay varios puntos por resaltar:

1. La correlación de P_c y P_{cm} con A_3 es casi nula con un valor fijo de $PP2$. La discusión sobre este punto se retomará en la siguiente sección.
2. La correlación de nr , n y nm con A_3 es alta. Este hallazgo era esperado, ya que a mayor número de rondas mayores oportunidades tienen los generadores para ofertar A_3 .
3. La correlación de $PP1$ con A_3 es negativa. De entrada, este resultado causa sorpresa ya que en la figura 5.5 este coeficiente de correlación tiene el signo contrario. Este hallazgo sirve para justificar nuevamente la necesidad de filtrar el efecto de $PP2$ para hacer una correcta lectura de los resultados.

Dada la alta correlación que tiene A_3 con n , es lógico que exista una relación inversa entre A_3 y $PP1$. Si $PP2$ es constante, n es menor a medida que aumenta $PP1$ ya que se necesitan menos rondas para ir del precio inicial hasta el precio de cierre debido a la relación directa entre $PP1$ y P_c .

Haciendo un recuento sobre lo presentado en esta sección se puede concluir que:

1. $PP1$ afecta el precio de cierre únicamente en razón de su influencia sobre la curva de demanda.

2. Las decisiones de los generadores a lo largo de la subasta no se ven afectadas directamente por $PP1$.
3. El nivel de correlación que existe entre $PP1$ y P_{cm} se puede explicar a partir de la correlación que hay entre $PP1$ y $PP2$.

Finalmente, es importante resaltar que de los parámetros escogidos para modelar $PP1$, el que menos efecto tiene sobre P_c es $PP1_s$, lo que se evidencia en los resultados presentados en la tabla 5.2 y la figura 5.5. Además también se puede ver en las curvas de nivel del anexo C que bajo ninguna circunstancia $PP1_s$ tiene un efecto claro sobre P_c o P_{cm} . Esto permite plantear una conclusión adicional: La incertidumbre que tienen los agentes sobre $PP1$ no impacta en los resultados de la subasta.

5.6. Precio de cierre frente al tamaño de ronda

El tamaño de ronda es caracterizado a partir de el número máximo de rondas de la subasta (nr) tal como se indicó al principio de este capítulo. Sobre la relación entre el número de rondas y el precio de cierre ya se han presentado algunos resultados (Ver tabla 5.2 y figuras 5.5 y 5.10). A partir de estos resultados se ha podido ver que el tamaño de la ronda no tiene un grado de correlación importante con P_c ni con P_{cm} . Aunque hay un alto grado de correlación entre el número de rondas y la frecuencia de ofertar A_3 para todos los generadores, la independencia de las variables P_c y nr se explica por el bajo grado de correlación de la frecuencia de ofertar A_3 y el precio de cierre de la subasta. Esto ya se había anticipado en la sección anterior.

La independencia que hay entre la frecuencia de ofertar A_3 y el precio de cierre es algo contraintuitivo. Se podría pensar que si los generadores en la subasta ofertan cantidades menores de COM repetidamente, entonces la oferta agregada será menor y por ende el precio de cierre mayor, luego la frecuencia de ofertar A_3 debería tener una relación directa con el precio de cierre. Sin embargo, los resultados niegan esta hipótesis.

Para explicar este resultado primero se debe recordar las ventajas y desventajas de A_3 a la hora de ofertar. La posibilidad de elevar el precio de cierre es el incentivo principal para ofertar A_3 . Sin embargo, cuando se oferta A_3 se incrementa la probabilidad de que ofertas futuras estén restringidas por una de las reglas de la subasta: “Solo se puede mantener o disminuir la oferta, a medida que avanza la subasta”.

Las restricciones de oferta son la razón para que la frecuencia de ofertar A_3 tenga un nivel de correlación bajo con el precio de cierre. Por ejemplo, una generador tiene curvas de oferta con las que define A_1 , A_2 y A_3 en cada ronda. En una ronda dada, con precio techo y piso de 142 y 135 \$/kWh respectivamente, decide ofertar A_3 . Según se muestra en la figura 5.11, esa decisión implica que su oferta este restringida por lo menos hasta que la subasta llegue a 80 \$/kWh, ya que solo allí las 3 alternativas serán iguales o menores que la oferta actual. Cuando el precio de la subasta esta entre 135 y 100 \$/kWh tanto A_2 como A_1 estarán restringidas, lo que puede ser denominado *Restricción Tipo 2*. Luego, cuando el precio de la subasta esta entre 100 y 80 \$/kWh solo A_1 estará restringida, y por lo tanto se denomina *Restricción Tipo 1*.

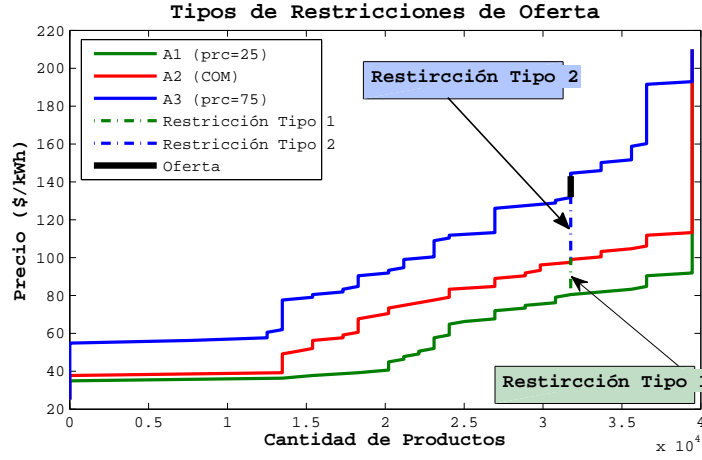


Figura 5.11: Tipos de Restricciones de oferta

Estas restricciones limitan las alternativas reales de los generadores. En el modelo implementado en MATLAB A_1 es el mínimo valor entre la oferta de la ronda anterior y la curva de oferta correspondiente al percentil 25 de cada producto. De la misma forma, A_2 es el mínimo valor entre COM y la oferta de la ronda anterior. Por eso, si se tiene una restricción Tipo 2, entonces A_1 y A_2 son iguales a la oferta de la ronda anterior, por lo que solo queda escoger entre mantener la oferta actual u ofertar A_3 , en cualquier caso se estará ofertando una cantidad menor a COM .

Dada la estructura de este modelo, bajo una restricción Tipo 2, la recompensa A_1 y A_2 será la misma, y teniendo en cuenta el criterio de desempate se seleccionará A_1 , no significando esto que se esta sobreofertando. La manera en que se debe interpretar ese resultado es que A_3 no consigue una recompensa mayor que el nivel de oferta actual.

Teniendo en cuenta lo anterior, la frecuencia de ofertar A_3 no es indicador definitivo para determinar el tiempo durante la subasta en el que las ofertas de los generadores estuvieron por debajo de COM . A_3 se debe complementar con la frecuencia de estar bajo restricciones de oferta. Por ello, se calculó el coeficiente de correlación de los parámetros de la subasta y las restricciones de oferta.

En la figura 5.12 se puede observar que existe una relación directa entre las frecuencia de las restricciones de oferta de los generadores y el precio de cierre.

En la figura 5.13 se presenta la correlación de los parámetros de la subasta únicamente las restricciones Tipo 2. En esta figura hay varios puntos por resaltar:

1. La correlación del precio de cierre y la frecuencia de restricción Tipo 2 es mayor que la existente entre el precio de cierre y las restricciones de oferta en conjunto.
2. El grado de correlación de las restricciones tipo 2 y el precio de cierre dependen de las características propias de cada generador.
3. Existe una correlación considerable entre las restricciones Tipo 2 y $PP2$, nr , nm y n . La correlación con estas últimas tres variables es evidente ya que con más rondas hay más

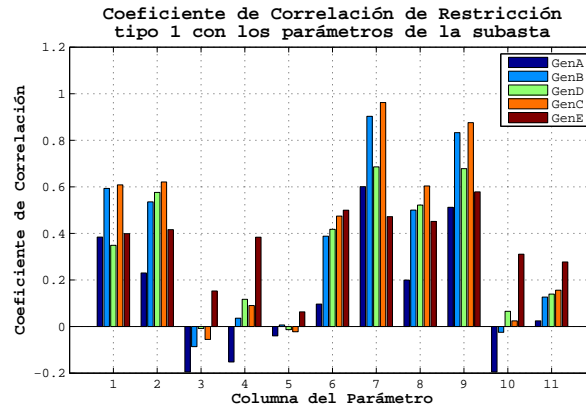


Figura 5.12: Correlación de las restricciones de oferta y Precio de cierre

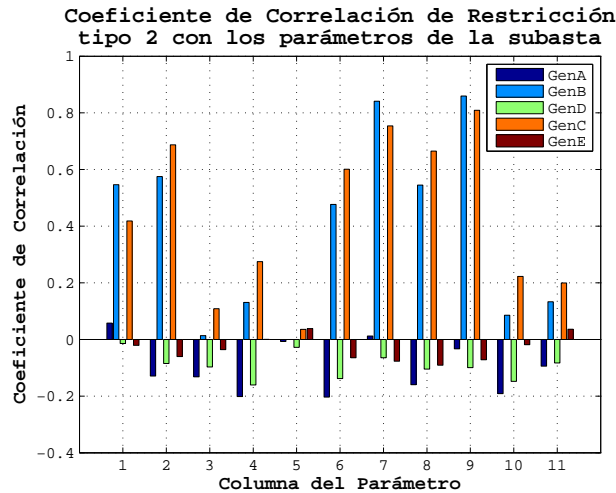


Figura 5.13: Correlación de las restricciones tipo 2 y Precio de cierre

posibilidades de tener frecuencias altas de restricción Tipo 2. La relación con $PP2$ se puede explicar de la misma forma: Un $PP2$ mayor posibilita tener un número mayor de rondas durante la subasta y por ende un mayor número de rondas con restricción Tipo 2.

Teniendo en cuenta lo anterior es necesario filtrar el efecto que tiene la curva de demanda ($PP2$ y $PP1$) sobre la frecuencia de las restricciones Tipo 2 y el efecto evidente del número de rondas, que aumenta la posibilidad de tener un número de alto de rondas bajo la restricciones tipo 2. Para ésto, se tomarán valores constantes de $PP2$ y $PP1$ y se trabajara con el porcentaje de rondas con restricción tipo 2, en vez de la frecuencia de restricción tipo 2. Para calcular el porcentaje de rondas con restricción tipo se tomará como base el número de rondas de la subasta (n). Las figuras 5.14 y 5.15 presentan los coeficientes de correlación luego de filtrar los resultados con la metodología descrita.

En estas figuras se pueden identificar dos aspectos principales

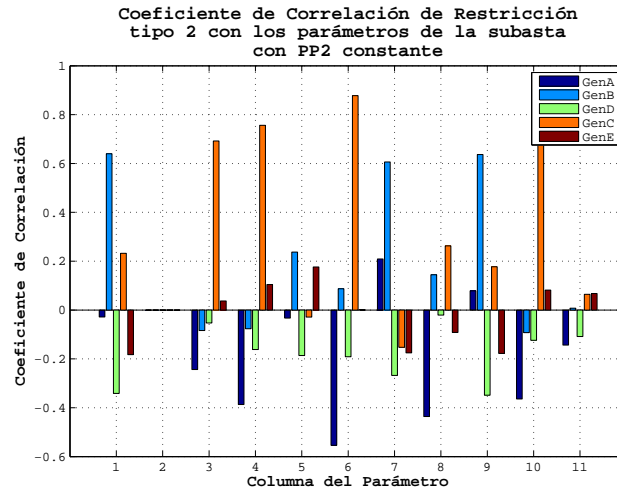


Figura 5.14: Correlación de restricción tipo 2 y Precio de cierre con PP2 y PP1 constantes

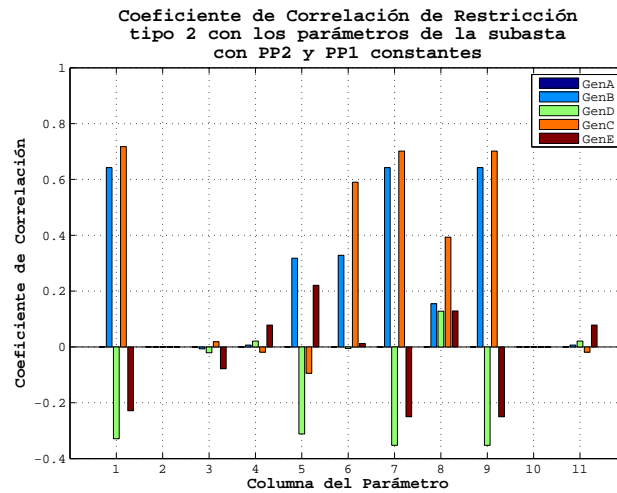


Figura 5.15: Correlación de porcentaje de rondas con Restricción tipo 2 y Precio de cierre con PP2 y PP1 constantes

1. A pesar de expresar el número de rondas bajo restricción a partir de porcentajes, sigue habiendo relación directa entre la restricción tipo 2 de algunos generadores con nr , n y nm . Esta relación es más pronunciada cuando se filtran los efectos de la curva de demanda (figura 5.15).
2. Las características propias de los generadores son fundamentales a la hora de relacionar el número de rondas bajo restricción con los parámetros de la subasta. Particularmente en el modelo implementado los generadores GenB y GenC presentan valores altos de correlación directa entre las rondas con restricción tipo 2 y el precios de cierre.

Al revisar las características de estos dos generadores en la tabla 3.2 del capítulo 4, se puede apreciar que son los de mayor participación en el mercado. Con esto se podría concluir que bajo

la dinámica de subasta modelada en este trabajo, el tamaño de las rondas tiene impacto sobre el precio de cierre ya que el número de rondas esta relacionado con la frecuencia de restricciones de oferta Tipo 2 y estas a su vez, en el caso particular de generadores con alta participación en el mercado, esta directamente relacionado con los precios de cierre la subasta.

El generador GenD tiene una oferta similar a los generadores GenB y GenC, pero la correlación de sus restricciones de oferta tiene una correlación casi nula sobre el precio de cierre. Este hecho se puede explicar a partir de las curvas de oferta de cada generador. Las curvas de oferta de GenD tiene una particularidad notable: *COM* y la curva que define A_3 son iguales para precios altos. Este hecho imposibilita que haya restricción Tipo 2 en buena parte de la subasta.

Conclusiones

*“Jamás se descubrirá nada si nos consideramos
satisfechos con las cosas descubiertas”*

Marciano Martínez (4 a.C- 65 d.C)

6.1. Conclusiones generales

A lo largo de este documento se presentó el modelo desarrollado para la evaluación de una subasta de reloj descendente con un único producto. Este modelo se constituye de dos partes: el modelo de la oferta de los generadores y el modelo de la toma de decisiones. La teoría económica fue el fundamento principal de este modelo, específicamente se utilizó la teoría de subastas, la teoría de la decisión, el concepto de demanda residual y la teoría de portafolios. Luego, a partir de los datos históricos del Mercado Eléctrico Mayorista de Colombia, se aplicó el modelo al Mercado Organizado (MOR) y con la ayuda de un código en MATLAB, se logró identificar el impacto de algunos parámetros de su estructura, sobre la optimalidad de la subasta. Con esto se logró cumplir a cabalidad con todos los objetivos propuestos al inicio de este documento.

Se realizó una aproximación a la valoración de los generadores sobre la venta de energía por contratos, a partir de los datos históricos sobre sus ofertas en el mercado Spot (resumidas como una curva de oferta estadística), la diferencia entre el precio de bolsa y el precio ponderado de contratos, y el nivel de contratación de cada generador. Para lo anterior se usaron datos reales de los principales generadores del mercado eléctrico.

Disponer de curvas de oferta estadística, fue de gran utilidad a la hora de establecer comparaciones entre la oferta agregada de la subasta y los registros históricos de la oferta agregada. Lo anterior resulta indispensable para el modelamiento de subastas dinámicas con valoraciones interdependientes (como el MOR). Parte importante para construir estas curvas de oferta estadística, fue establecer una metodología para agrupar las ofertas de tal forma que el resultado fuera una curva de oferta monótona ascendente, lo que se puede contar como uno de los aportes mas interesantes de esta tesis.

Con el modelamiento de la oferta de los generadores se logró estimar una curva de oferta para subastas tipo MOR, a partir de las ofertas Spot y algunos conceptos sobre portafolios financieros. Se usó una *función de utilidad lineal media - varianza (LMVUF)* para representar las preferencias de los generadores sobre sus ventas de energía, en cuanto a riesgo y valor esperado del ingreso. Con

el resultado de la aplicación de este modelo a los generadores del mercado colombiano, se puede concluir que la valoración (en términos de varianza y valor esperado del ingreso) del portafolio de venta de energía de los generadores en Colombia se ajusta a una LMVUF.

En cuanto al modelamiento de la toma de decisiones, los dos logros mas importantes fueron la estructuración de la toma de decisiones de un generador en cada ronda de la subasta y la metodología para estimar la recompensa de una alternativa de oferta, en una ronda diferente a la de cierre en una subasta tipo MOR. Para esto es necesario que exista interdependencia de las valoraciones, ya que la estimación se basa en el impacto que tiene una alternativa de oferta en la demanda residual que enfrenta el generador.

Según el modelo planteado y los resultados obtenidos, se puede concluir que los precios altos de inicio no son necesariamente favorables para lograr precios de cierre bajos, como actualmente afirman algunos teóricos. Aunque, establecer un precio $PP2$ alto favorece a la competencia en la subasta por constituir un mayor incentivo para que más generadores participen, los resultados de la aplicación del modelo no ratifican que un precio $PP2$ alto sea beneficioso. Por el contrario, un precio de inicio alto tiene asociado un precio de cierre también alto. La razón principal de este resultado es que precios $PP2$ muy altos aseguran una baja probabilidad de que la ronda siguiente sea la final y por lo tanto, los generadores optan por utilizar su oferta para establecer una posición favorable en la subasta y no para asegurar una asignación óptima. Por esto, establecer una valor alto de $PP2$ no es la mejor opción dado el nivel de información de los generadores antes y durante la subasta. Con un bajo nivel de información sobre la realización del precio de cierre, un valor de $PP2$ alto puede traer beneficios, pero en un sistema eléctrico donde las valoraciones de los generadores se pueden estimar a partir de su comportamiento histórico, valores altos de $PP2$ no son convenientes desde el punto de vista de la optimalidad.

La relación directa que tiene $PP1$ sobre el precio de cierre está dada por el efecto que tiene sobre la curva de demanda. Sin embargo, esto implica que se consigan precios bajos pero también, que se corra el riesgo de no adquirir la totalidad de la demanda objetivo. En ese sentido, es importante tener en cuenta que, de quererse adquirir toda la demanda objetivo en una sola subasta, $PP1$ puede tomar incluso un valor igual a $PP2$ ya que, descontando el efecto que tiene $PP1$ sobre la curva de demanda, no tiene una relación directa con el precio de cierre.

Otra conclusión que se puede inferir de los resultados del modelo sobre $PP1$ es que la incertidumbre que tienen los generadores sobre $PP1$ no impacta en el resultado de la subasta.

El tamaño de ronda tiene una baja relación con el precio de cierre, comparada con la existente entre este último y $PP2$. Sin embargo, al mitigar el impacto de los parámetros $PP1$ y $PP2$ sobre el precio de cierre (a través de un proceso de filtrado de los datos), se pudo comprobar que el tamaño de las rondas está relacionado con la frecuencia de que algunos generadores retengan oferta para aumentar el precio de cierre. A menor tamaño de ronda, mayor es la frecuencia con la que los generadores retienen oferta.

La probabilidad de que un generador retenga oferta es más alta en el inicio de la subasta que en lo sucesivo de su desarrollo. Sin embargo, esta retención de oferta no necesariamente está relacionada con precios altos de cierre. Esto depende de las características propias de cada generador. La retención de oferta de los generadores con una participación mayor en el mercado

tiene relación directa con precios de cierre altos, lo que pone en evidencia que este mecanismo es susceptible al poder de mercado. Dicho lo anterior, en esta subasta no es conveniente conformarse con el concepto de oferente pivotal para aproximarse al poder de mercado, ya que, dada la dinámica de la subasta y la interdependencia de las valoraciones, no es necesario ser pivotal para afectar el precio de equilibrio.

6.2. Recomendaciones sobre la estructura del MOR

Luego del desarrollo y aplicación del modelo propuesto en esta tesis se tienen recomendaciones concretas sobre la estructura que debería adoptar el MOR para reducir el gasto del subastador:

1. **Sobre $PP2$:** Aunque el modelo presentado en este documento asume la participación de todos los generadores independientemente del precio $PP2$, y por ende no puede ser observado el efecto de valores bajos de $PP2$ sobre la competencia en la subasta, las conclusiones muestran que la correlación de $PP2$ y el precio de cierre es muy alta. En ese sentido, la recomendación sobre $PP2$ es mantenerlo en los valores más bajos posibles de tal forma que se logren precios de cierre bajos pero que no se afecte la participación de los generadores en la subasta.

Teniendo en cuenta la importancia que tiene el precio de inicio para el desarrollo de la subasta, debe ser evaluada la conveniencia de asignarle al subastador esta responsabilidad.

2. **Sobre $PP1$:** Según lo presentado en este documento la correlación entre el precio de cierre y $PP1$ es relativo a las intenciones del subastador. De quererse adquirir toda la demanda objetivo en la subasta, $PP1$ debería tomar el valor más alto posible ($PP2$) ya que no tiene correlación directa con el precio de cierre. Otra ventaja de establecer un $PP1$ alto es, que ésta práctica puede incentivar la participación de los generadores en la subasta.
3. **Sobre el tamaño de las rondas:** El efecto del tamaño de las rondas sobre el precio de cierre no es pronunciado, debido al alto grado de correlación del precio de cierre con otras variables. Sin embargo, los resultados mostraron que el tamaño de ronda es una herramienta que podría usarse para controlar el poder de mercado, ya que está directamente relacionada con la retención de oferta de los generadores de mayor participación en el mercado. Adicionalmente, un número menor de rondas (mayor tamaño de ronda) tiene asociado menores costos de transacción. Por estas dos razones, desde el punto de vista de la optimalidad de la subasta, se recomienda mantener un tamaño de ronda alto, sobre todo en las primeras rondas ya que es en ellas donde hay mayores incentivos a retener oferta para alterar el resultado de la subasta.

Aunque esta mas allá del alcance de los objetivos de esta tesis, vale la pena recalcar que varios aspectos de la propuesta actual del MOR deben estudiarse con mayor profundidad antes de que el nuevo esquema de mercado sea implementado. Entre estos aspectos se puede contar la metodología de establecimiento de la demanda objetivo y el riesgo que implica para la CREG. También debe evaluarse con mayor profundidad el impacto que tiene la definición del producto a subastar en los futuros proyectos de gestión de la demanda.

6.3. Desarrollos futuros

Este trabajo deja espacio para que trabajos futuros puedan mejorar, complementar e incluso avanzar lo desarrollado en esta tesis.

Un primer aspecto de mejora versa sobre el modelamiento de los generadores. Modelar las ofertas de los generadores con una curva de oferta estadística, permite establecer perfiles de oferta, que incluyen aspectos como la dispersión y el número de productos para establecer la monotonicidad. Futuras investigaciones pueden profundizar sobre las implicaciones de estas características en el comportamiento de los generadores en la subasta.

Otro aspectos por mejorar en este trabajo es la metodología de estimación de la oferta de los competidores. Este trabajo propone estimar la oferta de los generadores a partir de la oferta agregada de la ronda anterior. Sería interesante desarrollar una metodología de estimación que aprovechará toda la información adquirida en la subasta (la oferta agregada de todas las rondas anteriores), lo que incrementaría el grado de confianza de la estimación.

El establecimiento de las alternativas de oferta en cada ronda, también es susceptible de mejora. En este trabajo se escogieron valores fijos obtenidos a partir de la curva histórica del agente. Sería importante evaluar esta metodología porque aunque el comportamiento histórico de los agentes es una buena alternativa que permite conocer los límites de oferta de los competidores no necesariamente representa las estrategias de un generador para una subasta particular.

Uno de los aspectos que debería complementarse en este trabajo es lo referido al componente estadístico. Trabajos futuros pueden incluir herramientas estadísticas adicionales, no solo para mejorar el modelo, sino incluso para mejorar la interpretación de los resultados. Para complementar este modelo, también se debería pensar en incluir un Subastador inteligente que adaptará el tamaño de la ronda conforme sea necesario.

Esta tesis de maestría tuvo que dejar de lado varios detalles de la subasta que valdría la pena abordar en trabajos futuros. Particularmente son de interés las ventajas que representa tranzar bienes sustitutos, en cuanto a optimalidad y eficiencia. Otro aspecto dejado de lado en esta tesis es justamente la evaluación de la eficiencia de la subasta, es de gran importancia que trabajos futuros aborden este aspecto en este tipo de subastas.

Por último uno de los temas mas interesantes es la evaluación de los comportamientos estratégicos de los generadores cuando se tiene varias subastas para adquirir un mismo producto. Este tema se sale del alcance de este trabajo pero es necesario que sea evaluado por trabajos futuros, especialmente de llegarse a implementar el MOR en Colombia ya que no hay claridad sobre las ventajas o desventajas de este aspecto.

6.4. Ponencias internacionales

Producto de esta investigación, se logró realizar la ponencia del artículo científico “*Modeling of Descending Clock Auction to Regulated Wholesale Energy Market in Colombia*” en el “*7th International Workshop on Deregulated Electricity Market Issues in South-Eastern Eu-*

rope”(DEMSEE2012) realizado en la ciudad de Bucarest (Rumanía) los días 20 y 21 de Septiembre del 2012.

Adicionalmente, se tiene la aceptación del resumen del artículo “*Modeling of Dynamic Procurement Auction of Long term supply contracts in Colombia’s Electricity Market*” en el *10th International Conference on the European Energy Market EEM13* que se llevará a cabo en la ciudad de Estocolmo (Suecia) entre el 28 y el 30 de Mayo de 2013.

Bibliografía

- Anderson, R. W. and Danthine, J.-P. (1983), ‘Hedger diversity in futures markets’, *The Economic Journal* **93**(370), 370–389.
- Ausbel, L. and Cramton (2004), ‘Auctioning many divisible goods’, *Journal of the European Economic Association* pp. 480–493.
- Ausbel, L. and Cramton, P. (2002), ‘Demand reduction and inefficiency in multi-unit auctions’.
- Ausbel, L. and Cramton, P. (2006), ‘Dynamic auctions in procurement’, pp. 1–21.
- Ausbel, L. and Cramton, P. (2010), Virtual power plant auctions, Technical report.
- Bichpuriya, Y. and Soman, S. (2010), ‘Electric power exchanges: A review 2010 16th national power systems conference’, pp. 115–120.
- Botero, S. and Cano, J. A. (2008), ‘Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de colombia’, *Cuadernos de Economía* **27**, 173–208.
- Contreras, J., Candiles, O., Ignacio, J., Fuente, D. and Gómez, T. (2001), ‘Auction design in day-ahead electricity markets’, *Power* **16**(3), 409–417.
- Cramton, P. (1998), ‘Ascending auctions’, *European Economic Review* pp. 745–756.
- Cramton, P. (2007), Colombian forward energy market, Technical Report August, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- Cramton, P. and Stoft, S. (2007), Colombia firm energy market. hicss ’07 proceedings of the 40th annual hawaii international conference on system sciences, Hawaii, p. 124.
- CREG (2004), Sistema electrónico de contratos normalizados bilaterales, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- CREG (2006), Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- CREG (2008), D-077-mercado organizado para la demanda regulada-mor, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas.

- CREG (2009a), D-18-09 mercado organizado-mor, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- CREG (2009b), Resolución creg 023-2009, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- CREG (2009c), Resolución creg 069-2009, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- CREG (2011a), Resolución creg 090-2011, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- CREG (2011b), Respuesta a comentarios de las resoluciones creg 023-2009 y creg 069-2009, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- Díaz C, J. (2011), Comportamiento de generadores en subastas de electricidad en un mercado hidrotérmico: una aproximación al caso colombiano, Master's thesis, á.
- Espinosa, M. (2009), 'Una aproximación al problema de optimalidad y eficiencia en el sector eléctrico colombiano', *Documentos CEDE - Universidad de los Andes* **7**.
- Fajardo Bernal, J. L. and Farfan Niño, A. (2009), 'El mercado organizado regulado y sus implicaciones sobre el sector eléctrico colombiano y usuarios finales', *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía* **33**, 12–20.
- Gallego V., L. E. (2008), Modelamiento del Comportamiento de la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Colombiano, PhD thesis, Universidad Nacional de Colombia.
- Genger de Manzanos, A. (2010), Modelo de gestión del riesgo del Suministro de Último Recurso de electricidad en agentes verticalmente integrados, PhD thesis, Universidad Pontificia comillas.
- Grinblatt, M. and Titman, S. (2001), *Financial Markets & Corporate Strategy*, 2 edn, McGraw-Hill/Irwin.
- Harbord, D. and Pagnozzi, M. (2008), Review of colombian auctions for firm energy, Technical report, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá.
- Joskow, P. and Schmalensee (1983), Markets for power: An analysis of electrical utility deregulation.
- Kemplerer, P. (2002), 'What really matters in auction design', pp. 169–189.
- Krishna, V. (2002), *Auction Theory*, 1 edn, Academic Press, San Diego.
- Mercado, J., Sanchez Sierra, G. and Roda, P. (2006), Octavo informe csmem, Technical report, Superintendencia de servicios públicos, Bogotá.
- Milgrom, P. (2000), 'Putting auction theory to work', pp. 245–272.
- Moreno, R, R. H. and Barroso, L. (2008), First price and second price auction modelling for energy contracts in latin american electricity mark, 16th Power Systems Computation Conference.

- Morey, M. (2001), Power market auction design: Rules and leassons in market-based control for the new electricity industry, Technical report.
- Roubik, E. and Rudnick, H. (2009), Assesment of generators strategic behavior in long term supply contract auctions using potafolio concepts, IEE Bucharest Power Tech Conference Bucharest, Rumania.
- Roubik Rojas, E. A. (2008), Subastas de Energía Eléctrica en Chile: Modelamiento en Base a un Supuesto Sobre la Valoración de Contratos a Través de Portafolios Optimos, PhD thesis, Pontificia Universidad Catolica de Chile.
- Rubinstein, A. (2011), *Lecture Notes in Microeconomic Theory*, Princeton University Press.
- Santa Maria, M., Von Der Fehr, N.-H., Millan, J., Benavides, J., Gracia, O. and Schutt, E. (2009), Estudio de fedesarrollo capitulo 3, Technical report, FEDESARROLLO, Bogotá.
- Stoft, S. (2002), Power system economics: Designing markets for electricity, Technical report.
- Taha, H. (2007), *Operations Research*, Pearson Prentice Hall.
- Tenorio, R. (1993), ‘Revenue equivalence and bidding behavior in a multi-unit auction market: An empirical analysis’, pp. 302–314.
- Torres, H., Cespedes, R., Parra, E. and Aldana, A. (2010), The new challenge: From power to energy systems, Technical report, Bogotá.
- Torres, H. and Gallego, L. (2012), ‘Modeling of descending clock auction to regulated wholesale energy market in colombia’.
- Velásquez Henao, J. D., Resonsew, I. D. and Castro Souza, R. (2007), ‘Porque es tan dificil obtener buenos pronosticos de los precios de la electricidad en mercados competitivos?’, *Cuadernos de Administración* **20**, 259–282.
- Villa Garzón, F. A. (2010), Modelado y predicción del precio de la electricidad en mercados de corto plazo liberalizados usando redes cascada correlación, Master’s thesis, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- Wolak, F. (2000), ‘An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behavior in a competitive electricity market’, *International Economic Journal* pp. 1–39.
- Wolak, F. A. (2003), ‘Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: The california market, 1998-2000’, *The American Economic Review* **93**, 425–430.
- Wolfram, C. (1998), ‘Strategic bidding in a multiunit auction : an empirical analysis of bids to supply electricity in england and wales’, *Rand Journal of Economics* pp. 703–725.
- Zender, J. F. and Wang, J. J. (2002), ‘Research articles: Auctioning divisible goods’, pp. 673–705.

Generadores

En la primera parte de este anexo se presenta el modelamiento de las ofertas de los seis generadores que participarán en el modelo de subasta propuesto por en este documento. Por cada Generador se presentarán 7 figuras:

- a)* **Diagrama de dispersión:** Presenta la nube de puntos formada a partir de sus ofertas históricas en la bolsa.
- b)* **Curva de Oferta Estadística (COS):** Se determina con a partir del diagrama de dispersión con la metodología descrita en la sección 3.2 seleccionando los rangos sobre el eje Q. Se representará cada producto utilizando un boxplot.
- c)* **Exposición en Bolsa:** Presenta los porcentajes mensuales históricos de ventas en bolsa y por contratos de cada generador.
- d)* **Precios de Bolsa y Contratos:** Permite comparar el precio promedio mensual de bolsa con el precio ponderado de contratos del Generador.
- e)* **Histograma de la constante de Aversión al Riesgo:** Con la exposición a bolsa, el precio promedio mensual de bolsa, el precio promedio de contratos y la varianza mensual del precio de bolsa se calcula mensualmente una constante de aversión al riesgo. Esta figura muestra el histograma de la serie mensual de aversión al riesgo de cada agente.
- f)* **Curvas de Oferta:** De cada generador se presentarán las curvas correspondientes a los percentiles 25, 30, 50, 70 y 75 de cada producto. La curva del percentil 50 corresponde a la Curva de oferta esperada (COE).
- g)* **Curva óptima de cubrimiento:** Representa el cubrimiento óptimo para cada nivel de precio de contratos, dada la constante de aversión al riesgo, un precio de bolsa de 87 \$/kWh y una varianza de 1000 (\$/kWh)².

En la segunda parte de este anexo, se aclara la metodología empleada para obtener la oferta agregada histórica y la oferta de los competidores para cada generador

A.1. Generador GenA

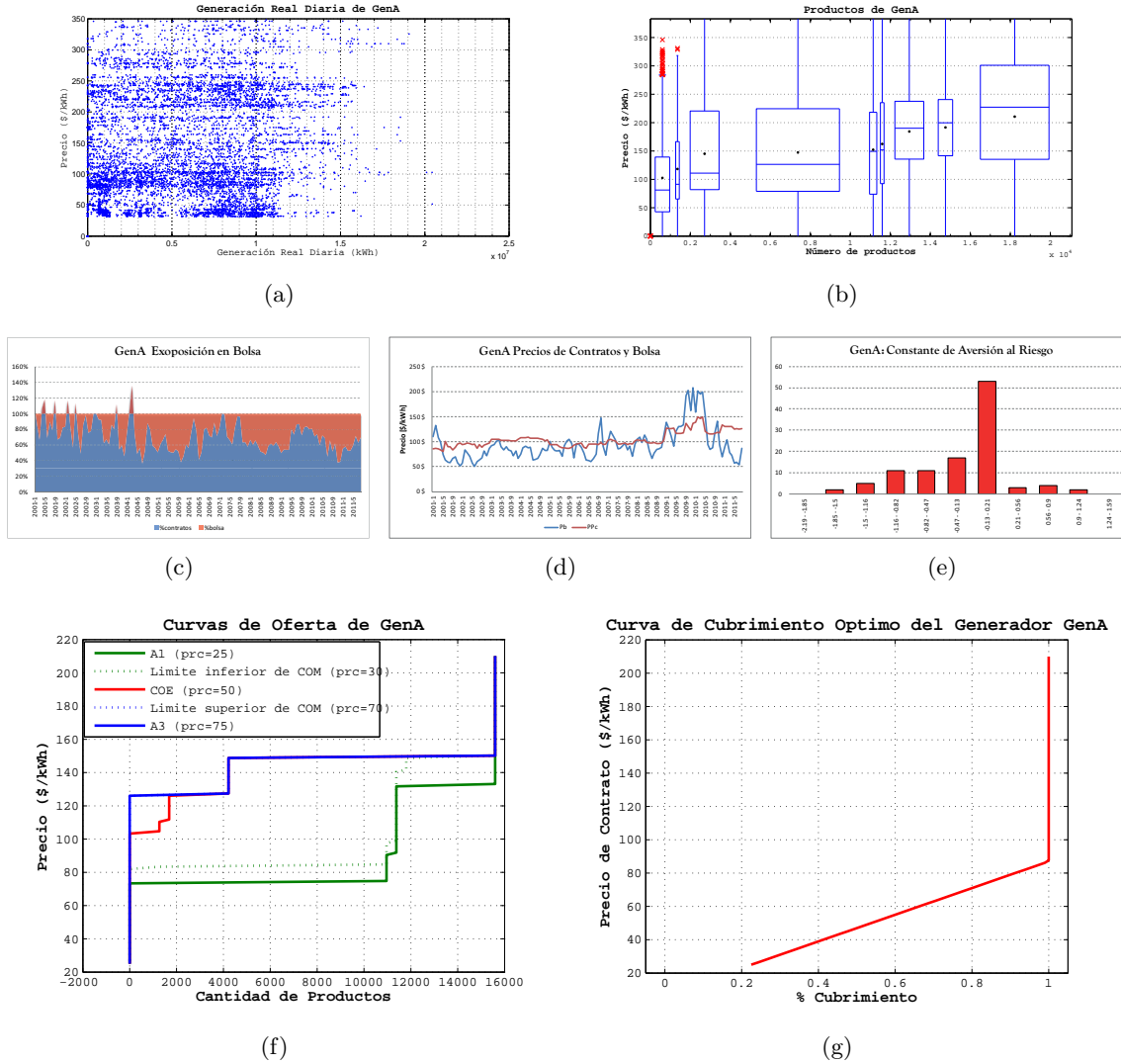


Figura A.1: Modelamiento de la oferta del Generador GenA

A.2. Generador GenB

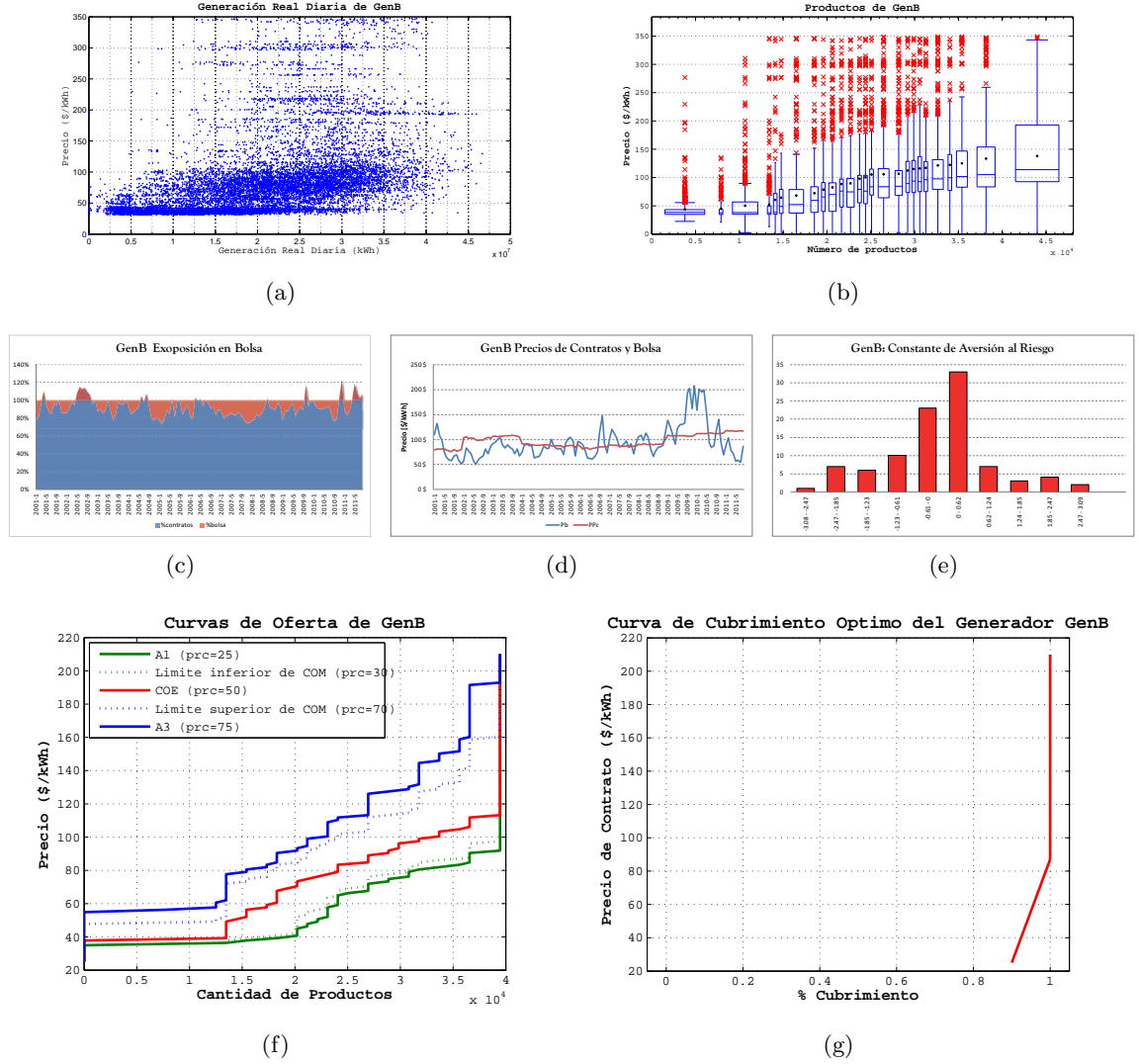


Figura A.2: Modelamiento de la oferta del Generador GenB

A.3. Generador GenC

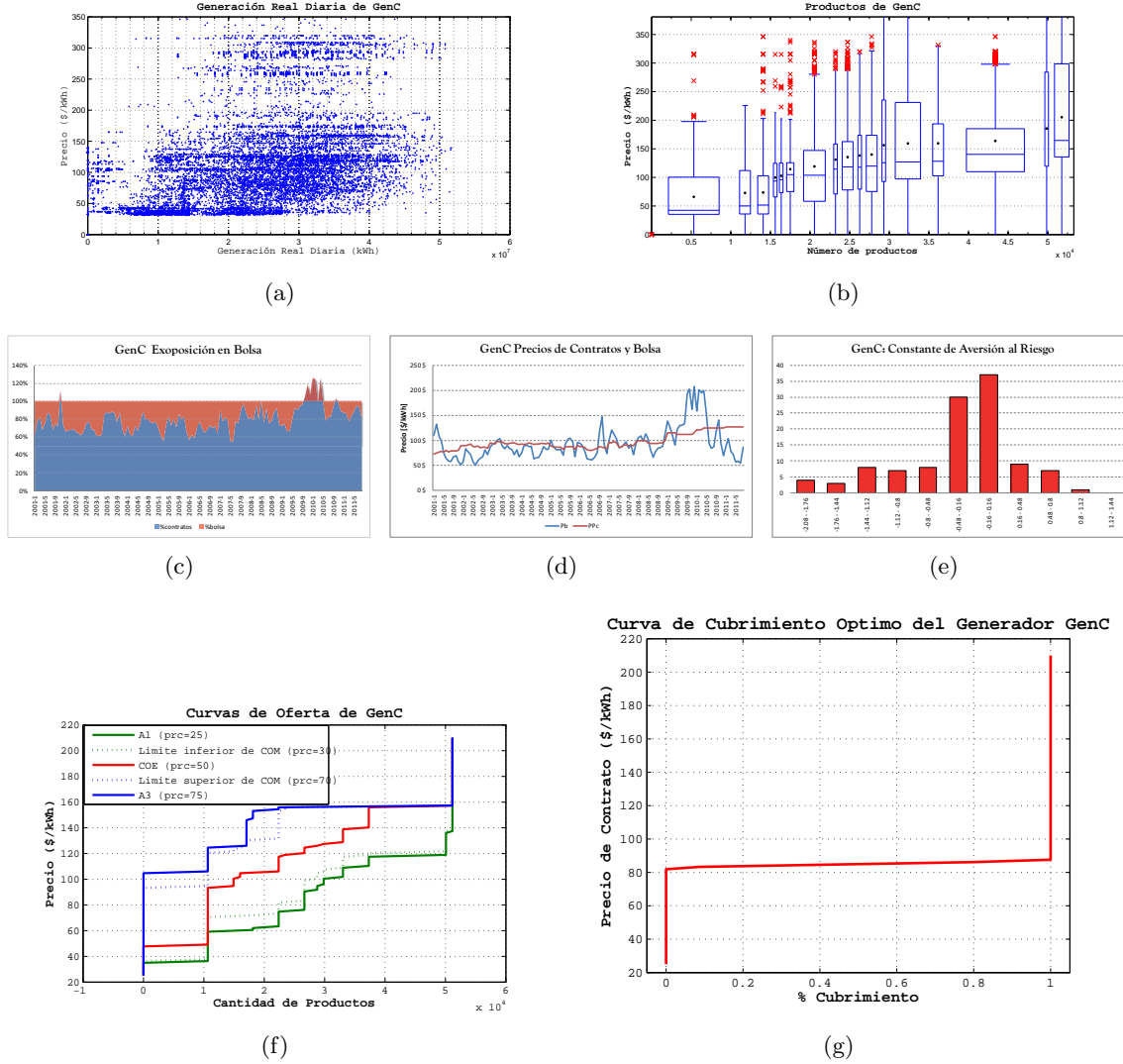


Figura A.3: Modelamiento de la oferta del Generador GenC

A.4. Generador GenD

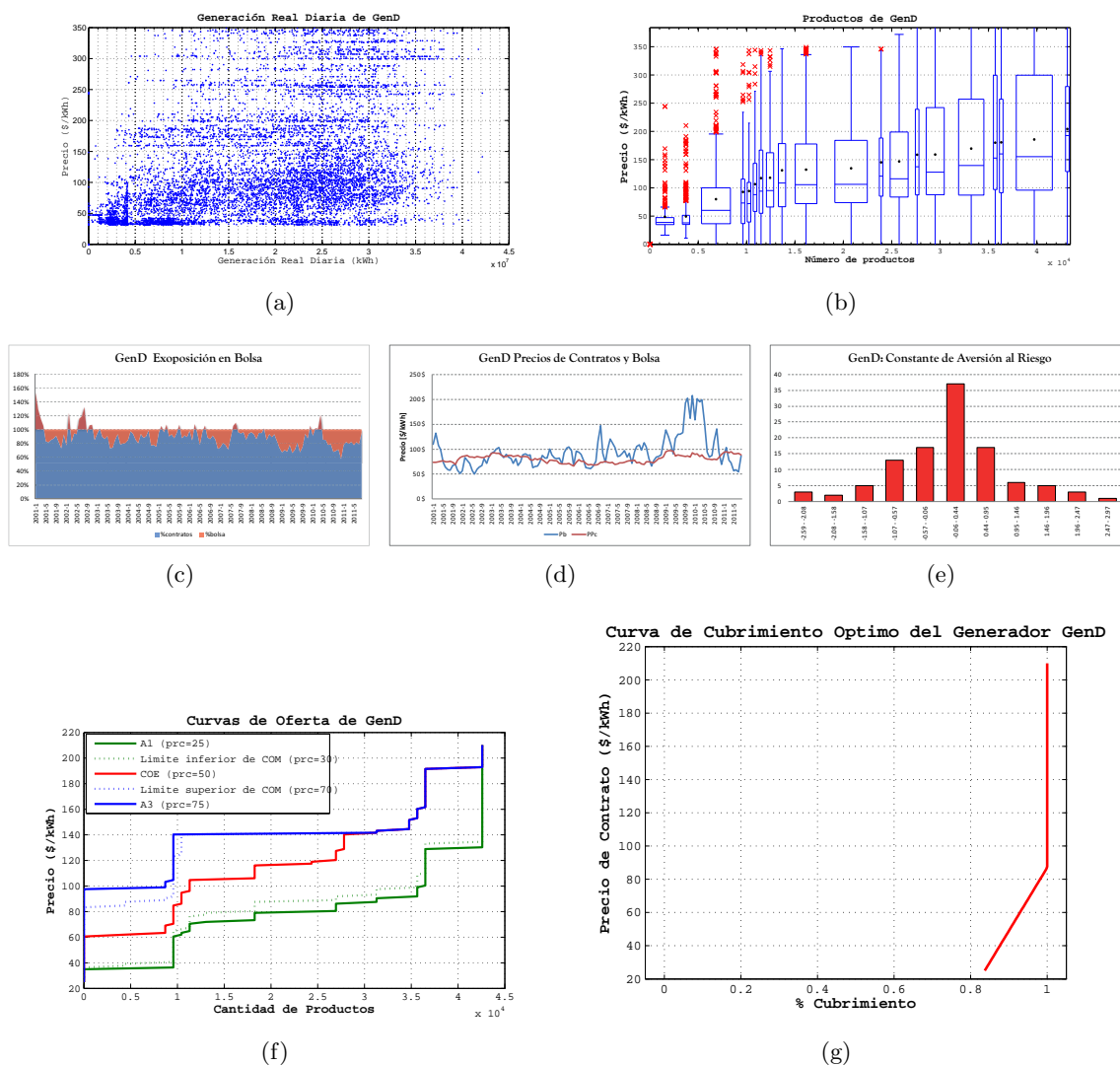


Figura A.4: Modelamiento de la oferta del Generador GenD

A.5. Generador GenE

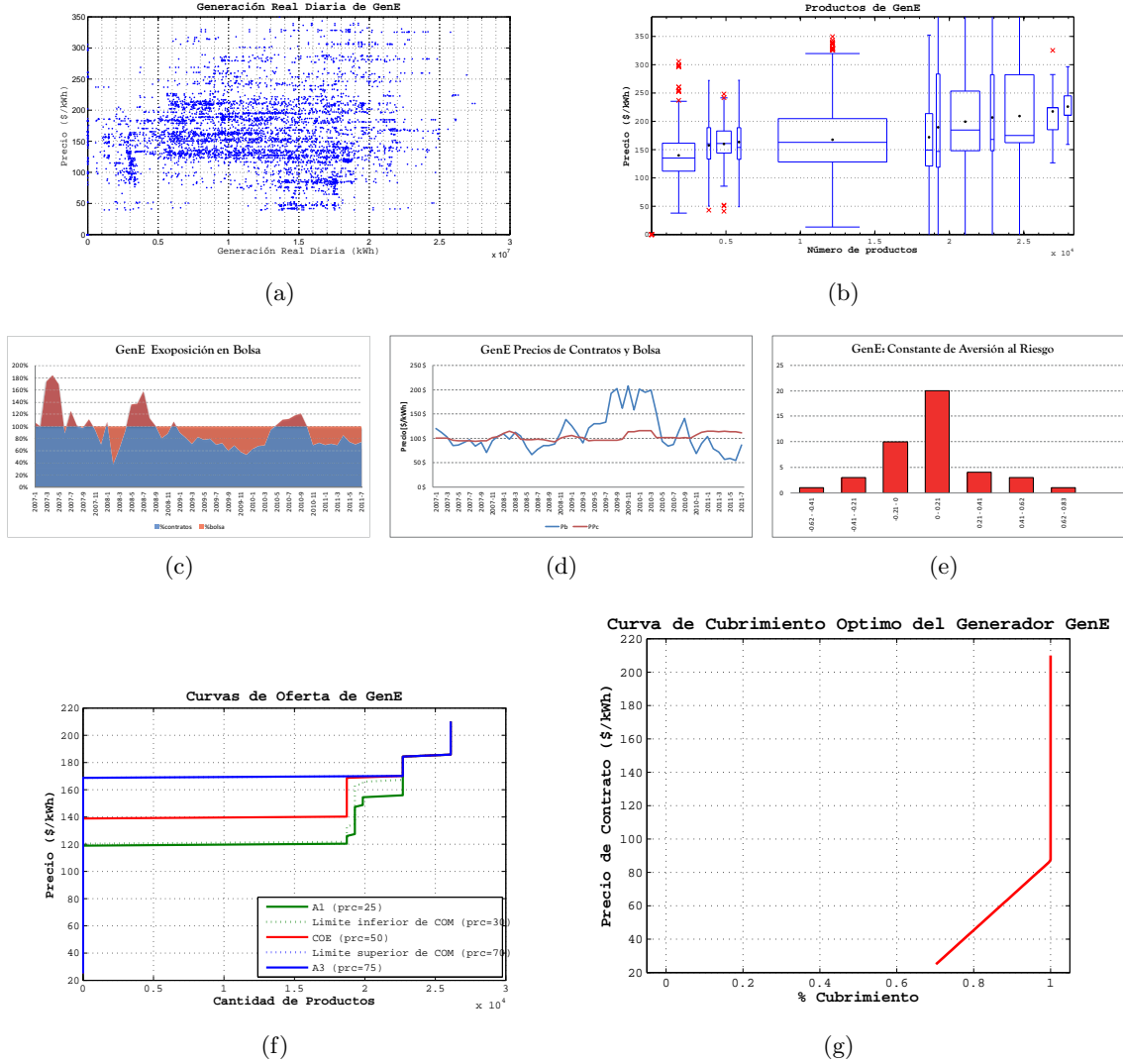


Figura A.5: Modelamiento de la oferta del Generador GenE

A.6. Generador GenF

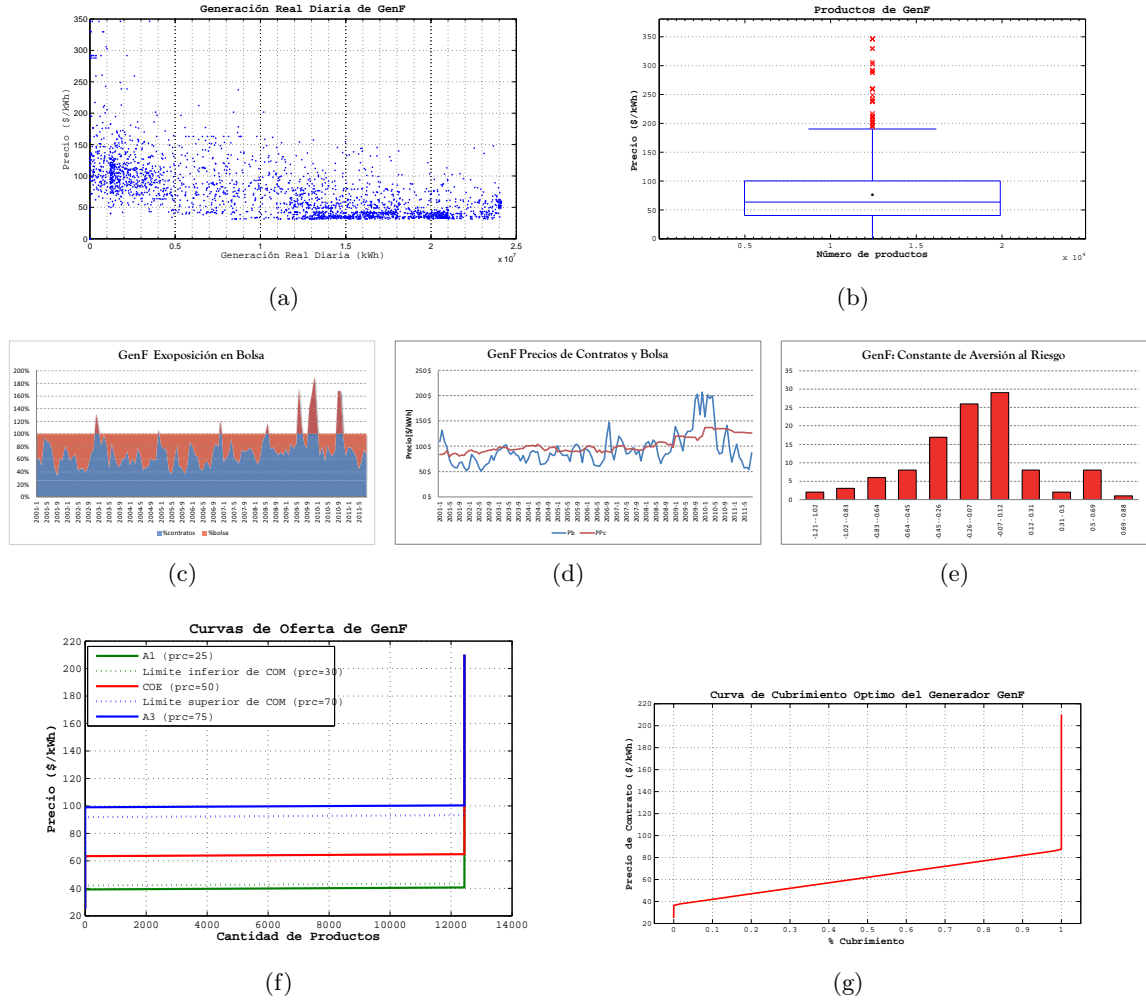


Figura A.6: Modelamiento de la oferta del Generador GenF

A.7. Ofertas Históricas

Oferta Agregada del Sistema

La construcción de la curva de oferta agregada histórica, se realizó a partir de algunas de las curvas de la oferta estadística de cada generador.

La oferta estadística de los generadores se representaron a partir de 5 curvas:

1. La curva correspondiente al **percentil 10** de cada producto
2. La curva correspondiente al **percentil 25** de cada producto
3. La curva correspondiente al **percentil 50** de cada producto
4. La curva correspondiente al **percentil 75** de cada producto
5. La curva correspondiente al **percentil 90** de cada producto

La combinación de estas curvas permitió establecer un nuevo conjunto de curvas de oferta que representan la oferta agregada histórica.

La metodología para combinar las curvas de oferta, consiste en sumar sistemáticamente las curvas de oferta de los generadores. En la figura A.7 hay 6 recuadros, cada uno representa un generador y a su vez, en cada recuadro hay 5 círculos y cada uno representa la curva de oferta formada con el percentil indicado. En la figura indicada, también se puede ver una serie de flechas que representan las combinaciones posibles.

Por ejemplo, a partir de las flechas resaltadas en rojo en la figura A.7, se establece una curva de oferta agregada sumando las curvas de oferta correspondientes al:

1. Percentil 75 de los productos de GenA
2. Percentil 50 de los productos de GenB
3. Percentil 25 de los productos de GenC
4. Percentil 75 de los productos de GenD
5. Percentil 75 de los productos de GenE
6. Percentil 10 de los productos de GenF

La curva que da como resultado esta suma, es solo un de las 15625 posibles que conforman la Curva de Oferta Agregada Histórica del Sistema del Mercado Spot.

Después de tener este conjunto de curvas, es necesario hacer algunas ajustes adicionales para facilitar su tratamiento en el modelo de subasta implementado en MATALB.

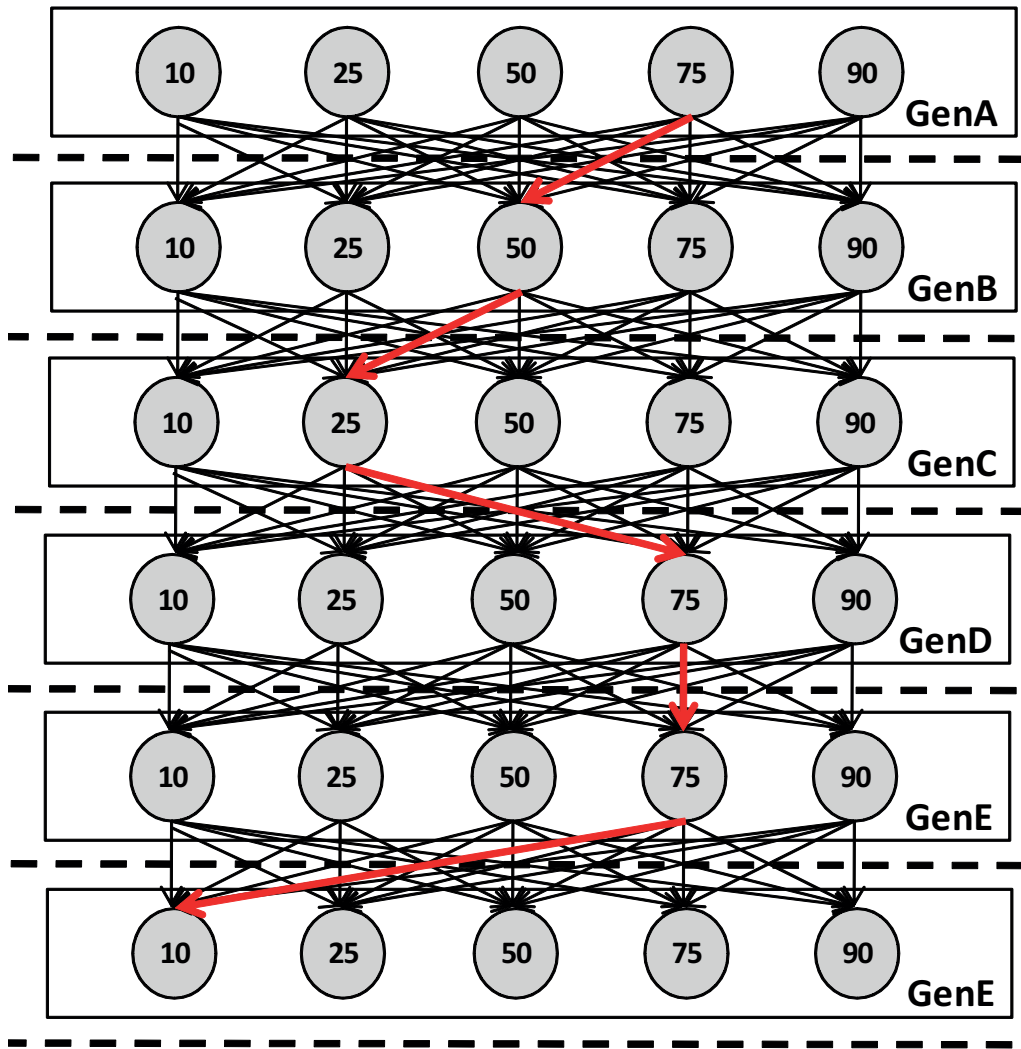


Figura A.7: Combinaciones de curva de oferta

Lo primero, es determinar una curva de oferta para cada percentil, desde el percentil 1 al percentil 99. Esto facilita la comparación de la curva de oferta histórica con la oferta agregada que se va revelando en la subasta.

Las curvas hasta ahora obtenidas se han constituido a partir de las ofertas en el mercado Spot, pero se necesita la valoración de los contratos para el modelamiento del MOR. Por esto, se ha procedido de la misma manera en que se hizo con los generadores: determinando una curva óptima de cubrimiento. Esta a su vez, depende de el promedio y la varianza del precio de bolsa y la constante de aversión al riesgo.

Para estimar la constante de aversión al riesgo del sistema, se promedió la constante de aversión al riesgo de cada generador, ponderando por su participación en el total de la energía ofertada a 210 \$/kWh.

Los valores del precio de bolsa y varianza seleccionados para construir la curva óptima del cubrimiento, fueron los mismos de la simulación: $\bar{P}_b = 87$ \$/kWh y $\sigma_{P_b} = 1000$ (\$/kWh)². La curva de cubrimiento óptimo del sistema es presentado en la figura A.8.

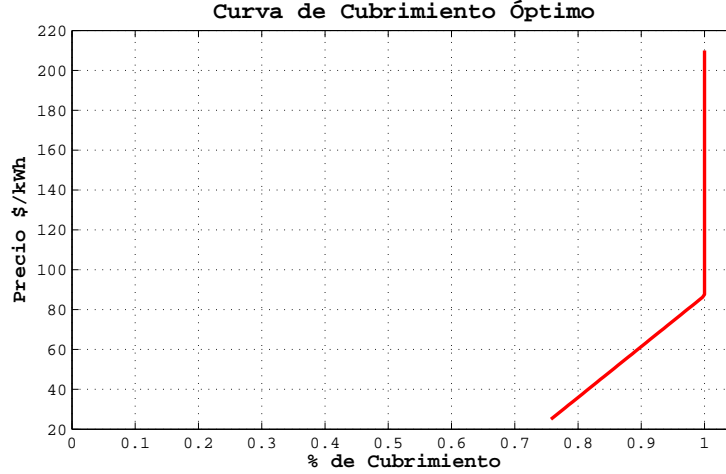


Figura A.8: Curva de Cubrimiento Óptimo del Sistema

La curva de cubrimiento óptimo se aplicó a cada una de las 100 curvas de oferta del sistema obtenidas previamente, estableciendo de esta manera, la curva de oferta agregada histórica para el MOR (OAh). La figura A.9 ilustra lo descrito en este párrafo.

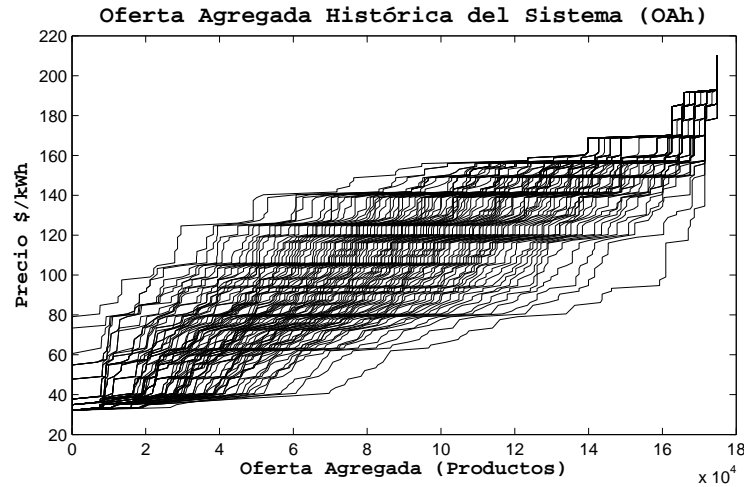


Figura A.9: Curva de Oferta Agregada Histórica para el MOR (OAh)

Oferta Agregada de los competidores de cada Generador

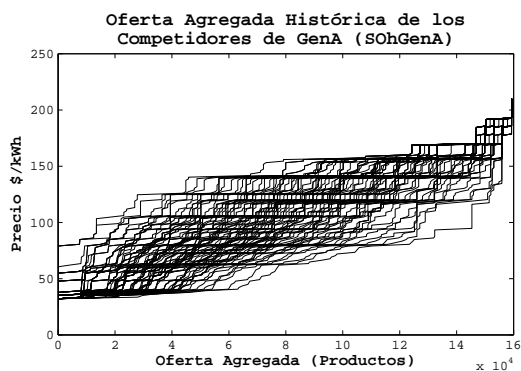
La curva de oferta histórica de los competidores (*SOh*) de cada generador, también se construyó con la metodología descrita en la sección anterior.

SOh se construye con cinco curvas de oferta, de los cinco competidores de cada generador, lo que da un total de 3125 curvas iniciales que igualmente se resumen en 100 curvas correspondientes cada una a un percentil. De igual forma la constante de aversión al riesgo de SOh de cada generador, se calculó a partir del promedio ponderado de las constantes de aversión al riesgo de los competidores de cada generador. En la tabla A.1 se presentan las constantes de aversión al riesgo del sistema, y de los competidores de cada generador.

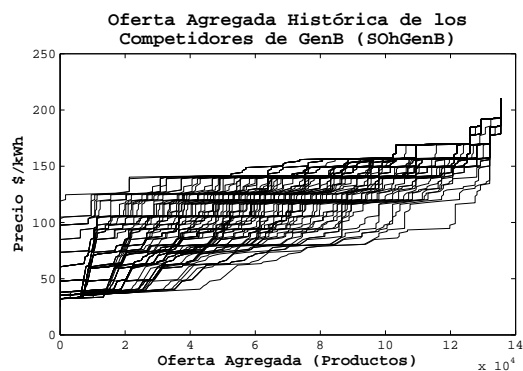
	γ
OAh	0.1277
SOh de GenA	0.1559
SOh de GenB	0.0782
SOh de GenC	0.1854
SOh de GenD	0.1298
SOh de GenE	0.1462
SOh de GenF	0.1504

Tabla A.1: Constante de aversión al riesgo del sistema y de los competidores de cada generador

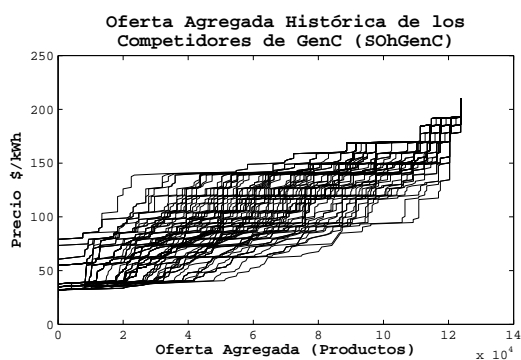
Finalmente en la figura A.10 se presenta la curva de oferta de los competidores de cada generador.



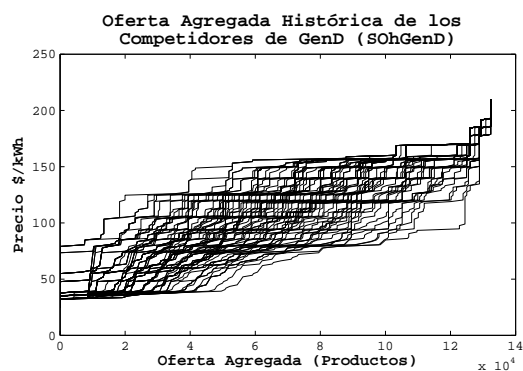
(a) SOh de GenA



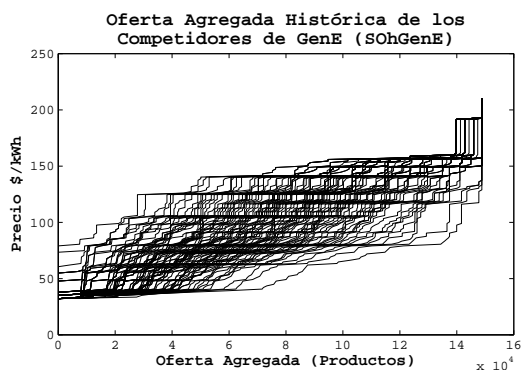
(b) SOh de GenB



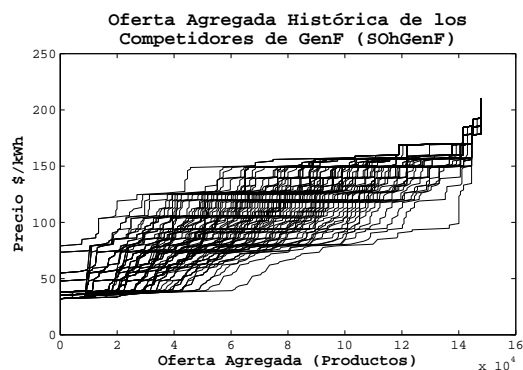
(c) SOh de GenC



(d) SOh de GenD



(e) SOh de GenE



(f) SOh de GenF

Figura A.10: Curvas de Oferta históricas de los competidores de cada Generador

Códigos de MATLAB

B.1. Modelamiento de Agentes

```

1 % Con esto se decide que generadores se modelan
  % [GenA,GenB,GenC,GenD, GenE, GenF] 1 = si , 0 = no
3
4 % gen=[0,0,0,0,0,0];
5 gen=[1,1,1,1,1,1];
6 % gen=[0,1,0,0,0,0];
7
8 % Definir el periodo que se desea analizar fecha inicial: fi[aaaa1,mm1,dd1]
9 % fecha final ff[aaaa2,mm2,dd2]
10
11 %FCHA=[2001,01,01,2001,12,31;
12 %      2009,01,01,2009,12,31];
13
14 Nino=5;
15
16 % Definir los productos como rangos de cantidad (eje = 'q') o
17 % rangos de precios (eje = 'p')
18
19 eje='q';
20
21 % Definir si se hace se escogen productos para monotonicidad ('s'/'n')
22
23 mon='s';
24
25 % Definir si se grafica el diagrama de dispersion , de la curva de oferta ,
26 % la curva de oferta promedio e histograma de prodcutos:
27 % para graficar: graficar='s', para no graficar: graficar 'n'
28
29 graficar='nnnn';
30
31 % Define el numero inicial de productos se recomiendan para eje='q' cl=50 y
32 % para eje='p' cl=10
33
34 cl=50;
35
36 % Precio de escacez: filtra los pares p-q que tengan un precio mayor
37
38 pesc=350;

```

```

39 %Fecha de sin fenomenos extremos (Dentro de +- una desviacion estandar)
41
43 if Nino==5
44 FCHA=[2001,1,1,2001,1,31;
45 2001,3,1,2001,5,31;
46 2001,7,1,2001,11,30;
47 2002,2,1,2002,7,31;
48 2002,10,1,2002,11,30;
49 2003,2,1,2003,11,30;
50 2004,2,1,2004,4,30;
51 2004,6,1,2004,8,31;
52 2004,11,1,2004,11,30;
53 2005,2,1,2005,8,31;
54 2005,10,1,2005,11,30;
55 2006,2,1,2006,6,30;
56 2006,11,1,2007,4,30;
57 2007,6,1,2007,10,31;
58 2008,2,1,2008,7,31;
59 2008,9,1,2008,12,31;
60 2009,2,1,2009,8,31;
61 2009,11,1,2009,11,30;
62 2010,1,1,2010,1,31;
63 2010,5,1,2010,9,30;
64 2010,11,1,2010,11,30];
65 end
66
67 %-----
68
69 %Como salida de esta funcion se van a tener por cada generador:
70
71 %-Grafica de dispersion , con los pares cantidad acumulada de
72 %disponibilidad y precio de oferta.
73
74 %-Grafica de productos, son boxplots de cada producto, cuando se habla de
75 %cantidades el promedio de cada producto conforma una funcion monotona
76 %creciente
77
78 %-Matriz de curva de oferta ('EMPRESA'CO) columna 1: fecha, columna 2:
79 %precio de oferta de cada planta ordenada de menor a mayor para cada
80 %dia, columna 3: disponibilidad de la planta correspondiente, columna 4:
81 %disponibilidad acumulada
82
83 %-Matriz definicion de productos ('EMPRESA'clases) fila 1: limite inferior
84 %del producto, fila 2: limite superior del producto, fila 3: valor medio
85 %del producto. Tiene tantas columnas como productos tenga el Generador.
86
87 %-Matriz de productos ('EMPRESA'prod)Cada columna tiene las observaciones
88 %de la curva de oferta que pertenecen al producto descrito en la columna
89 %correspondiente de la matriz de definicion de productos. Incluye los
90 %outlayers
91
92 %-Matriz de boxplot('EMPRESA'data) Columna 1:promedio, Columna 2:Cuartil 1,

```

```

93 % Columna3: Mediana, Columna 4: Cuartil 3, Columna 5: limite inferior, Columna 6:
94 % limite superior, Columna 7: Numero de observaciones, Columna 8: numero de
95 % outliers. Hay tantas filas como productos tenga el Generador

97 %-Matrices de histograma: 'Empresa' xbin es el valor medio de cada rango del
98 % histograma, los histogramas de cada producto tienen los mismos rangos.
99 % 'Empresa' hist es una matriz que la fila k tiene el numero de elementos que
100 % corresponden al rango k del histograma del producto correspondiente a
101 % su columna

103 % _____
104 % _____
105 % _____
106 % Esta parte se corre para cada Generador

107
108 if gen(1)>0;
109 Empresa='GenA';
110 A=GenA;
111 [CO]=CurvaOferta(A, Empresa, FCHA, mes, ...
112     graficar(1), pesc);
113 [B, productos, clases]=dispersion(CO, cl, eje);

115 if mon=='n';
116 [prodef, nclases]=prfinprecios(productos, clases);
117 else
118 [pr, xp, promedio, prodef, nclases, N]=productfin(productos, clases);
119 end

121 [per, bpdata, nprodef, histpro, xbin]=boxplotmod(Empresa, prodef, nclases, eje, graficar
122     (2));
123 GrCO=GrafCO(nclases, bpdata, eje, graficar(3), Empresa);

125 if graficar(4)=='s'
126     Histpro(histpro, xbin, nclases, eje, Empresa);
127 end

128 GenACO=CO;
129 GenAclases=nclases;
130 GenAprod=nprodef;
131 GenAdata=bpdata;
132 GenAhist=histpro;
133 GenAxbin=xbin;
134 GenAGrCO=GrCO;
135 GenAper=per;

137 end

```

AnalisisGen.m

```

2 % Carga los datos dela matriz 'A' (dias del periodo, 2*numero de plantas +1)
3 % la empresa en el periodo [aaaa1/mm1/dd1, aaaa2/mm2/dd2] o de manera mensual
4 % (mes='s'). Filtra los datos con precios superiores a 'pesc'. Como salida
5 % se tiene CO, que es una matriz que relaciona precios diarios de oferta con
6 % cantidades acumuladas durante el dia. Tambien como salida esta una grafica
7 % si 'graficar'='s'

```

```

8 function [CO]= CurvaOferta (A,Empresa,FCHA,mes,...
   graficar,pesc)
10
11 [f,c]=size(A);
12 CERE=30;
13 %Se escoje si se hara diario o mensual
14
15
16 %Se cargargan los datos de cada fila de la matriz 'A' en dos vectores uno
17 %de precios y otro correspondiente con las cantidades de cada planta. Luego
18 %se ordenan de menor a mayor los precios y basado en esto se ordena
19 %tambien el vector de cantidades. Finalmente se crea otro vector que
20 %almacena el acumulado de las cantidades a determinado precio. Por ejemplo,
21 %si existen tres plantas con precios con el vector de precios ordenado
22 %vecp=[35,60,150] y las cantidades correspondientes vecq=[100,50,60]
23 %entonces se calcula el vector acumulado como CO(:,4)=[100,150,210].
24 %La matriz CO tiene cuatro columnas, la primera es la fecha de la
25 %observacion, la segunda es el precio (vecp para cada dia), la tercera es
26 %la cantidad correspondiente para el precio en ese dia (vecq para cada dia)
27 %y la cuarta columna es la cantidad acumulada correspondiente al precio de
28 %la columna 2 para cada dia.
29
30 n=(c-1)/2;
31 if mes=='s'
32     Max=120;
33     Min=1;
34
35 for i=Min:Max
36     vecq=zeros(1,n);
37     vecp=zeros(1,n);
38     for f = 1:n
39         vecp(f) = A(i, f + n + 1);
40         vecq(f)= A(i, f + 1);
41     end
42
43     %Ordena los vectores de precio y cantidad
44
45 for k = 1:n
46     for f = 1:n - 1
47         a = vecp(f);
48         b = vecp(f + 1);
49         c = vecq(f);
50         d = vecq(f + 1);
51
52         if a > b
53             vecp(f) = b;
54             vecp(f + 1) = a;
55             vecq(f) = d;
56             vecq(f + 1) = c;
57         end
58     end
59 end
60

```

```

62      %Carga en cada columna el dato correspondiente
63
64      for j = 1:n
65
66          for k = 1:4
67              if k == 1
68                  CO(j + n * (i-1), k)= A(i, 1);
69              end
70
71              if k == 2
72                  if vecp(j)<pesc && vecp(j)>CERE
73                      CO(j + n * (i-1), k)= vecp(j);
74                  else
75                      CO(j + n * (i-1), k)=0;
76                  end
77              end
78
79              if k == 3
80                  CO(j + n * (i-1), k)= vecq(j);
81              end
82
83              if k == 4
84                  if vecp(j)<pesc && vecp(j)>CERE
85                      a = 0;
86                      if j > 1
87                          a = CO(j + n * (i-1) - 1, k);
88                      end
89                      b = vecq(j);
90                      CO(j + n*(i-1), k) = a + b;
91                  else
92                      CO(j + n*(i-1), k)=0;
93                  end
94              end
95          end
96      end
97  end
98
99  else
100
101      %Adicionalmente si es diario se pueden seleccionar varios periodos
102
103      T=size(FCHA,1);
104      acu=0;
105
106      for fec=1:T
107
108          Max = fecha(FCHA(fec,4),FCHA(fec,5),FCHA(fec,6)) - 36891;
109          Min = fecha(FCHA(fec,1),FCHA(fec,2),FCHA(fec,3)) - 36891;
110
111          for i=Min:Max
112              vecq=zeros(1,n);
113              vecp=zeros(1,n);
114              for f = 1:n

```

```

116     vecp(f) = A(i, f + n + 1);
117     vecq(f)= A(i, f + 1);
118 end
119
120 % Ordena los vectores de precio y cantidad
121
122 for k = 1:n
123     for f = 1:n - 1
124         a = vecp(f);
125         b = vecp(f + 1);
126         c = vecq(f);
127         d = vecq(f + 1);
128
129         if a > b
130             vecp(f) = b;
131             vecp(f + 1) = a;
132             vecq(f) = d;
133             vecq(f + 1) = c;
134         end
135     end
136 end
137
138 % Carga en cada columna el dato correspondiente
139
140 for j = 1:n
141     for k = 1:4
142         if k == 1
143             CO(j + n * (i-1)+acu, k)= A(i, 1);
144         end
145
146         if k == 2
147             if vecp(j)<pesc && vecp(j)>CERE
148                 CO(j + n * (i-1)+acu, k)= vecp(j);
149             else
150                 CO(j + n * (i-1)+acu, k)=0;
151             end
152         end
153
154         if k == 3
155             CO(j + n * (i-1)+acu, k)= vecq(j);
156         end
157
158         if k == 4
159             if vecp(j)<pesc && vecp(j)>CERE
160                 a = 0;
161                 if j > 1
162                     a = CO(j + n * (i-1) - 1+acu, k);
163                 end
164                 b = vecq(j);
165                 CO(j + n*(i-1)+acu, k) = a + b;
166             else
167                 CO(j + n*(i-1)+acu, k)=0;
168             end
169         end
170     end
171 end

```

```

170         end
172     end
174 end
174 acu=size(CO,1);
176 end
178 %La grafica que se entrega es un diagrama de dispersion que relaciona los
180 %precios con cantidades acumuladas para cada dia.
182 end

```

CurvaOferta.m

```

2 % Clasifica los datos de precios (CO(:,2)) y cantidades acumuladas (CO(:,4))
3 % en rangos. Los rangos se definen en primera instancia con el eje: Si
4 % eje='p' se crean 'cl' rangos de precio y se clasifican las cantidades
5 % acumuladas en cada rango segun su precio correspondiente. Si eje='q' los
6 % rangos de cantidad y se clasifican los precios.
7
8 % Como salida de esta funcion esta: la matriz D que tiene elementos
9 % clasificados, una columna para cada rango. La matriz C es un vector de cl
10 % columnas y en cada una de ellas tiene el punto medio de cada rango. La
11 % matriz B es el paso inicial que intercambia los valores iniciales de CO
12 % por las etiquetas correspondientes a los rangos
13
14 function [B,D,C]=dispersion(CO,cl,eje)
15
16 % Ajustes
17 % _____
18 % _____
19
20 % Ajuste cantidad por unidades: cambia de kWh a MWh
21
22 Aqu=1000;
23
24 % Ajuste de cantidad por dias habiles y dias calendario
25
26 Aqd=365/354;
27
28 % Ajuste total cantidad MW
29
30 Aq=Aqd/Aqu;
31 % Aq=1;
32 % _____
33 % _____
34
35 CO(:,4)=CO(:,4)*Aq;
36
37
38 if eje=='p'

```

```

    dos=4;
40    cuatro=2;
    else
42        dos=2;
        cuatro=4;
44    end

46    sample=CO(:, cuatro);
    [num, tra]=hist(CO(:, cuatro), cl);
48    C=tra;
    tra=tra';
50    inter=(C(2)-C(1))/2;
    B(:,1)=knnclassify(sample, tra, tra);
52    B(:,2)=CO(:, dos);
        % a = fecha(aaaa1,mm1,dd1);
        % b = fecha(aaaa2,mm2,dd2);
        % n = b - a;
56    [f, c]=size(CO);
    n = f;
58    CL=zeros(1, cl);
    for i = 1:n
60        a = B(i, 1);
        g = B(i, 2);
62        if (a>0)&&(g>0)
            for j = 1:cl
64                bi = C(1, j)-inter;
                bs = C(1, j)+inter;
66                d = 0;
                if (a>bi)&&(a<=bs)
68                    d = 1;
                end
70                c = CL(1, j);
                CL(1, j) = c + d;
72                c = CL(1, j);
                if d == 1
74                    D(c, j) = g;
                end
76            end
        end
78    end
end
end
end

```

dispersion.m

```

1  % Este archivo toma la clasificacion que se hizo en el archivo dispersion y
   % crea una nuevos rangos (prodef) combinando (productos) consecutivos, de
3  % tal forma que el valor promedio de los nuevos productos conformen una
   % funcion monotona
5
   function [pr, xp, promedio, prodef, nclases, N]=productfin(productos, clases)
7  [f, c]=size(productos);
   % es una variable que almacena la combinacion de los 'productos' para
9  % conformar 'prodef'
   xp=zeros(1, c);
11 % Variables calculadas para calcular promedios y facilitar la evaluacion de

```



```

% monotonicidad (suma de productos (Sa) y numero de productos (Na))
13 Sa=sum(productos);
   Sa=Sa';
15 Na=f-histc(productos,0);
   N=Na';
17 Na=Na';
   %Para evitar el problema de la division por 0 al calcular el promedio
19
   for i=1:c
21       if Sa(i)==0
           N(i)=1;
23       end
   end
25 promedio=Sa./N;
27
   % evaluacion de monotonicidad
29
   d=issorted(promedio);
31 w=0;
   while d<1
33     %evalua que 'productos se van a combinar. Si el promedio de un producto es
       % mayor a uno sucesivo entonces se combinan
35     for i=1:c-1
37         if promedio(i)>promedio(i+1)
           xp(i)=1;
39         end
       end
41     %Se construye una matriz a partir de 'xp' para facilitar el calculo del
       %promedio del nuevo producto porvisional. Se calcula a partir de una
43     % multiplicacion de matrices la suma (S) y el numero de elementos (N) de los
       % productos provisionales y calculando el promedio se evalua la monotonicidad
45
       x=eye(c);
47       for i=1:c-1
           j=0;
49           while xp(i+j)==1
               j=j+1;
51               x(i,i+j)=1;
               x(i+j,i)=1;
53           end
       end
55
       N=x*Na;
57       S=x*Sa;
       for i=1:c
59           if S(i)==0
               N(i)=1;
61           end
       end
63 promedio=S./N;
       d=issorted(promedio);
65 w=w+1;

```

```

67 %prevenir problemas de convergencia
68 if w>100
69     d=1
70 end
71 end
72
73 %Luego de tener la combinacion de 'productos'que conforman 'prodef'cuyos
74 %promedio son una funcion monotona. Se consolida 'prodef'como una matriz
75 %que en cada columna tienen los elementos pertenecientes a un determinado
76 %producto
77
78 j=0;
79 %carga los limites de los nuevos productos, el tamano de pr sera igual al
80 %numero de productos
81 for i=1:c
82     if xp(i)==0
83         j=j+1;
84         pr(j)=i;
85     end
86 end
87
88 [fp,np]=size(pr);
89 a=1;
90 inter=(clases(2)-clases(1))/2;
91
92 %La matriz nclases tiene tres filas en la primera se carga el limite
93 %inferior del prodef de la columna correspondiente, en la segunda el limite
94 %superior y en la tercera el valor medio
95
96 for i=1:np
97     h=1;
98     b=pr(i);
99     nclases(1,i)=clases(a)-inter;
100     nclases(2,i)=clases(b)+inter;
101     nclases(3,i)=(nclases(2,i)+nclases(1,i))/2;
102     for k=a:b
103         for j=1:Na(k)
104             prodef(h,i)=productos(j,k);
105             h=h+1;
106         end
107     end
108     a=pr(i)+1;
109 end
110
111 end

```

Productfin.m

```

%Esta funcion realiza un diagrama de caja de los 'prodef'corrigiendo los
2 %errores por diferencia de datos en cada producto. Como salida ademas de la
3 %grafica (graficar='s'), entrega dos matrices que permiten constringir los
4 %histogramas de cada producto: xbin es el valor medio de cada rango del
5 %histograma, los histogramas de cada producto tienen los mismos rangos.

```

```

6  % histpro es una matriz que la fila k tiene el numero de elementos que
   % corresponden al rango k del histograma del producto correspondiente a
8  % su columna

10 % La matriz bpdata tiene los datos mas representativos del diagrama de
   % caja: tiene una fila por cada producto. En la primera columna tiene su
12 % promedio, en las columnas 2, 3 y 4 tiene el cuartil 1, 2 y 3
   % respectivamente, en la columna 5 tiene el limite inferior y en la columna
14 % 6 el limite superior. En la columna 7 esta el numero de elementos de cada
   % producto y en la columna 8 el numero de outlayers.

16 function [bp,bpdata,nprodef,histpro,xbin]=boxplotmod(Empresa,prodef,nclases,eje,
   graficar)

18 [f,c]=size(prodef);
20 maxpro=max(max(prodef));

22 nbins=10;
   bin=maxpro/nbins;
24 acum=0;
   for i=1:nbins
26     xbin(i)=acum+bin/2;
       acum=acum+bin;
28 end

30 for i=1:c
   V=zeros(1);
32 outlayers=zeros(1);
   xoutlayers=zeros(1);
34 bi=nclases(1,i)+0.2*(nclases(2,i)-nclases(1,i));
   bm=nclases(3,i);
36 bs=nclases(2,i)-0.2*(nclases(2,i)-nclases(1,i));
   br=(bs-bi)/4;
38 k=1;

   for j=1:f
40     if prodef(j,i)~=0
       V(k,1)=prodef(j,i);
42       nprodef(k,i)=prodef(j,i);
       k=k+1;
44     end
46   end

   nhist=hist(V,xbin);
   histpro(:,i)=nhist';

50 bp(i,:)=prctile(V,1:100);
52 prom=mean(V);
   li=bp(i,25)-1.5*(bp(i,75)-bp(i,25));
54 ls=bp(i,75)+1.5*(bp(i,75)-bp(i,25));

56 k=1;
   s=size(V,1);
58 for j=1:s

```

```

        if V(j)>ls
60         outlayers(k)=V(j);
           xoutlayers(k)=bm;
62         k=k+1;
        end
64         if V(j)<li
           outlayers(k)=V(j);
66         xoutlayers(k)=bm;
           k=k+1;
68         end
end
70
bpdata(i,2)=bp(i,25);
72 bpdata(i,3)=bp(i,50);
bpdata(i,4)=bp(i,75);
74 bpdata(i,5)=li;
bpdata(i,6)=ls;
76 bpdata(i,1)=prom;
bpdata(i,7)=s;
78 bpdata(i,8)=size(outlayers,2);
bpdata(i,9)=bp(i,5);
80 bpdata(i,10)=bp(i,95);

82 end

84 end

```

boxplotmod.m

B.2. Modelamiento Toma de Decisiones

```

function [Of]=S5(ppsob,COprc,Dem,SOH,OAh,elas,pos,k,Ch,pb,gam,varpb)
2 %% 1. Determinación de índices de precios
dimel=size(elas,1); % Establece la ultima fila de la variable elas(resume las
    ofertas de los generadores)
4 PRE=Dem(:,1); % Establece el vector de precios

6 if max(PRE)>=elas(dimel,1)
    p=find(PRE>=elas(dimel,1),1,'last');
8 else
    p=1;
10 end

12 if max(PRE)>=ppsob
    p2=find(PRE>=ppsob,1,'last');
14 else
    p2=1;
16 end

18 %% 2. Determinar los limites de la oferta

20 pmmoa=[25,75];

```

```

    pmmog=[3,4,5];
22 %     Ofmin=COprc(:,pmmoa(1));
    %     Ofmax=COprc(:,pmmoa(2));
24
    Ofmax=COprc(:,2);
26 Ofmin=COprc(:,6); %Con COprc una matriz de ofertas definidas

28 %% 3. Calcula la SOhmin y SOhmax
    % Determinar el limite inferior y superior de la curva de otros generadores
30
    SOhmin=SOh(:,pmmoa(1)); % Limite inferior de la oferta residual
32 SOhmax=SOh(:,pmmoa(2)); % Limite inferior de la oferta residual

34 %% 4. Función de probabilidad de la OA en Ptecho
36 PRCEN=OA(p,:);

38 %% 5. Determinar el percentil de OA que lo igual con OA (elas)
40 if PRCEN(1,pmmoa(2))>=elas(dimel,8)
    prc=max(find(PRCEN>=elas(dimel,8),1,'first'),pmmoa(1));
42 else
    prc=pmmoa(2);
44 end

46 %% 6. Hallar la oferta de los otros generadores correspondiente al percentil
    % prc
48
    SOprc=SOh(:,prc);
50
    %% 7. Ajustar SOprc con los limites y la constante de interdependencia
52
    SOe=k*(max([SOhmin,SOprc],[],2))+(1-k)*(SOhmax);
54
    %% 8. Calcular el percentil para la curva optima con el percentil prc
56
    prccr=round(pmmog(3)-((pmmog(3)-pmmog(1))*(prc-pmmoa(1))/(pmmoa(2)-pmmoa(1))));
58
    %% 9. Calcular la curva optima con el percentil de prc
60
    COopt=COprc(:,prccr).*Ch;
62
    %% 10. Funcion de Probabilidad de OA en Ppiso
64
    PRCEN2=OA(p2,:);
66
    %% 11. Determinacion de Ofertas
68
    ALTRN=[3,4,6];
70
    limitacion=zeros(3,1);
72 limitacion(1,1)=elas(dimel,pos)<COprc(p2,2);
    limitacion(2,1)=elas(dimel,pos)<COopt(p2,1);
74 limitacion(3,1)=elas(dimel,pos)<COprc(p2,6);

```

```

76 OfLimt=max(limitacion.*[1;2;3]);
78 oferta(1,1)=min(elas(dimel,pos),COprc(p2,2)); % Ofertas basadas en la curva
    estadistica
oferta(2,1)=min(elas(dimel,pos),COopt(p2,1)); %La primera oferta es el maximo de
    la oferta anterior y la curva optima
80 oferta(3,1)=min(elas(dimel,pos),COprc(p2,6)); % Ofertas basadas en la curva
    estadistica
oferta(4,1)=min(elas(dimel,pos),COprc(p2,4)); % Ofertas basadas en la curva
    estadistica
82
84 %% Con cada oferta
86 for m=1:(size(ALTRN,2)+1)
88 % Oferta Agregada en precio piso de la ronda dada la oferta m y SOe
90 OAnew=SOe(p2)+oferta(m,1);
92 % 12. Determinacion del percentil de OAh que corresponde con OAm(k+1)
94
96 if PRcen2(1,pmmoa(2))>=OAnew
    prc2=max(find(PRCEN2>=OAnew,1,'first'),pmmoa(1));
98 else
    prc2=pmmoa(2);
100 end
102 % 13. Halla la oferta de los otros generadores correspondiente al percentil
    % prc2
104 SOprc2=SOh(:,prc2);
106 % 14. Ajustar SOprc2 con los limites y la constante de interdependencia
108 SOmax=k*(max([SOhmin,SOprc2],[],2))+(1-k)*(SOhmax);
110
112 % 15.Determinacion de las demandas residuales basadas en las funciones de
    % demanda minima y maxima y las curvas de oferta residuales minimas y
    % maximas
114
116 Dmin=Dem(:,2);
    Dmax=Dem(:,3);
118 Drmin=Dmin-SOmax;
    Drmax=Dmax-SOhmin;
120
122 % 16. Determina los cruces de las curvas que determinan los limites de las
    % posibles soluciones

```

```

124 InPb=find ( abs (Drmax-Ofmin)==min ( abs (Drmax-Ofmin) , [] , 1 ) ) ; % Indice del precio
    maximo estimado
125 InPa=find ( abs (Drmin-Ofmax)==min ( abs (Drmin-Ofmax) , [] , 1 ) ) ; % Indice del precio
    minimo estimado
126
127 InPb=InPb ( 1 , 1 ) ;
128 InPa=InPa ( 1 , 1 ) ;
129
130 % Realiza la sumatoria de las soluciones posibles
131
132 acum=0;
133 conta=0;
134 for i=InPb:InPa;
135     Qj=COopt ( i , 1 ) ;
136     if Qj>=Drmin ( i )&& Qj<=Drmax ( i )
137         Qbol=max ( min ( 1 , ( COprc ( i , prccr ) - Qj ) / COprc ( i , prccr ) ) , -1 ) ;
138         Qmor=1-Qbol;
139         acum=Dem ( i , 1 ) * Qmor + Qbol * pb - gam * ( varpb * ( Qbol ) ^ 2 ) + acum ;
140         conta=conta + 1 ;
141     end
142 end
143
144 % 17.Determina el ingreso dado que no hay cierre de la subasta al precio ppsob
    %y se ofertó la oferta "m"
145
146 rev ( m , 1 ) =acum / max ( conta , 1 ) ;
147
148 % 18.Determina el ingreso dado que ppsob es el precio de cierre
    %y se ofertó la oferta "m"
149
150
151 Qbol=max ( min ( ( COprc ( p2 , prccr ) - oferta ( m , 1 ) ) / COprc ( p2 , prccr ) , 1 ) , -1 ) ;
152 Qmor=1-Qbol;
153
154 rev ( m , 2 ) =ppsob * Qmor + ( Qbol ) * pb - gam * ( varpb * ( Qbol ) ^ 2 ) ;
155
156 end
157
158
159
160 %% 19. Determinar la probabilidad de que Ppiso sea el precio de cierre
161
162 if InPa==InPb
163     if InPa>=p
164         PPc=1;
165     else
166         PPc=0;
167     end
168 else
169     PPc=max ( 0 , ( PRE ( InPb ) - PRE ( p2 ) ) / ( PRE ( InPb ) - PRE ( InPa ) ) ) ;
170 end
171
172 %% 20. Calcula el valor esperado de cada alternativa y calcula el maximo
173
174 Eu=( rev ( : , 1 ) * ( 1 - PPc ( 1 , 1 ) ) + rev ( : , 2 ) * PPc ( 1 , 1 ) ) . * [ 1 ; 1 ; 1 ; 1 ] ;
    Oferdef=oferta ( Eu==max ( Eu ) ) ;

```

```

176 EstrDef=find(Eu==max(Eu));
178 %% 21. Carga el vector de oferta
180 Of=[ppsob,Oferdef(1,1),EstrDef(1,1)];
182 for i=1:size(rev,1)
183     Of(1,2+2*i)=rev(i,1);
184     Of(1,3+2*i)=rev(i,2);
185 end
186 Of(1,12)=OfLimt;
188 Of(1,13)=prccr;
189 end

```

S5.m

B.3. Modelo de Subasta

```

1 clc
ActuResul=zeros(100,400); % Variable que almacenara los resultados
3 k=1; % Nivel de interdependencia de las valoraciones
pb=87; % Precio de bolsa promedio para el periodo de contrato
5 varpb=1000; % Varianza del precio de bolsa para el periodo del contrato

7 DOb=[25000,27526,30000]*4; % [Minima demanda objetivo, Demanda Objetivo Real,
    Maxima Demanda Objetivo]
CERE=25; % Precio minimo al cual se compra energia
9
gam=[0.04,0.31,0.002,0.19,0.104,0.025]; % Aversión al riesgo de: [GenA,GenB,GenC,
    GenD,GenE,GenF]
11 gamc=[0.1277,0.1559,0.0782,0.1854,0.1298,0.1462,0.1504]; % Aversión al riesgo de:
    % [Sistema,sGenA,sGenB,sGenC,sGenD,sGenE,sGenF]
13 indif=1;

15 levels=[10,25,30,50,70,75,90];

17 for ai=1:6
n=10+ai*20; % Numero de rondas usado para formar las curvas de oferta
19 tamron=n; % Numero de rondas usado por el subastador para determinar los precios
    de cada ronda

21 for bi=1:12

23 PP2=100+(bi-1)*10; % Precio maximo de la curva de demanda

25 Pind=PP2:(CERE-PP2)/n:CERE; % Calcula el vector de precios en la subasta

27 preliminar=1; % Indica si es necesario definir las variables (nuevo numero de
    rondas)

29 if preliminar==1 % Entra si el numero de rondas es nuevo

```



```

31 %Forma las curvas de oferta de Generador para cada percentil escogido
GenACoprc=COpercen2( GenAclases ,GenAper ,Pind ', levels );
33 GenBCoprc=COpercen2( GenBclases ,GenBper ,Pind ', levels );
GenCCoprc=COpercen2( GenCclases ,GenCper ,Pind ', levels );
35 GenDCoprc=COpercen2( GenDclases ,GenDper ,Pind ', levels );
GenECoprc=COpercen2( GenEclases ,GenEper ,Pind ', levels );
37 GenFCoprc=COpercen2( GenFclases ,GenFper ,Pind ', levels );

39 % Establece el cubrimiento optimo para cada precio en la subasta
GenACh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gam(1) );
41 GenBCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gam(2) );
GenCCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gam(3) );
43 GenDCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gam(4) );
GenECh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gam(5) );
45 GenFCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gam(6) );

47 % Establece el cubrimiento optimo equivalente del sistema
SISTEMACH=CHedge( Pind ', pb , varpb , gamc(1) );
49
% Establece el cubrimiento optimo equivalente de los competidores
51 sGenACh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gamc(2) );
sGenBCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gamc(3) );
53 sGenCCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gamc(4) );
sGenDCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gamc(5) );
55 sGenECh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gamc(6) );
sGenFCh=CHedge( Pind ', pb , varpb , gamc(7) );
57
comb=5;
59
OAth=CAOtotal2( GenACoprc ,GenBCoprc ,GenCCoprc ,GenDCoprc ,GenFCoprc ,GenECoprc ,comb ,
    SISTEMACH) ; %Forma las curvas agregadas con todos los generadores
61
%Forma las curva agregada de los competidores de cada generador
63 OAsGenA=CAOtot2( GenBCoprc ,GenCCoprc ,GenDCoprc ,GenFCoprc ,GenECoprc ,comb ,sGenACh) ;
OAsGenB=CAOtot2( GenACoprc ,GenCCoprc ,GenDCoprc ,GenFCoprc ,GenECoprc ,comb ,sGenBCh) ;
65 OAsGenC=CAOtot2( GenBCoprc ,GenACoprc ,GenDCoprc ,GenFCoprc ,GenECoprc ,comb ,sGenCCh) ;
OAsGenD=CAOtot2( GenBCoprc ,GenCCoprc ,GenACoprc ,GenFCoprc ,GenECoprc ,comb ,sGenDCh) ;
67 OAsGenE=CAOtot2( GenBCoprc ,GenCCoprc ,GenDCoprc ,GenFCoprc ,GenACoprc ,comb ,sGenECh) ;
OAsGenF=CAOtot2( GenBCoprc ,GenCCoprc ,GenACoprc ,GenACoprc ,GenECoprc ,comb ,sGenFCh) ;
69
end
71
preliminar=0;
73
GenA1=23000; % Oferta inicial de GenA
75 GenE1=29000; % Oferta inicial de GenE
GenB1=47000; % Oferta inicial de GenB
77 GenF1=25000; % Oferta inicial de GenF
GenC1=51000; % Oferta inicial de GenC
79 GenD1=44000; % Oferta inicial de GenD

81 elas=[PP2, GenA1, GenE1, GenB1, GenF1, GenC1, GenD1, 0]; % Inicialización dela variable
    resumen, la ultima columna es el acumulado

```

```

83 for ji=2:7 %Ciclo para acumular las ofertas iniciales
    elas(1,8)=elas(1,8)+elas(1,ji);
85 end
ACU=elas(1,8);
87 stpci=1+(PP2-50)/10;
89 for ci=1:stpci
    PP1min=50+(ci-1)*10;
    stpdi=1+(PP2-PP1min)/10;
93 for di=1:stpdi
    PP1max=PP1min+(di-1)*10;
97 PP1=[PP1min,(PP1max+PP1min)/2,PP1max]; % [Precio minimo de PP1, Precio real de
    PP1, Precio maximo de PP1]
99 for ei=1:5
101 DeltaDOb=0.1+(ei-1)*0.1;
103 %Carga los parametros de cada escenario
    ActuResul(indif,1)=n;
105 ActuResul(indif,2)=PP2;
    ActuResul(indif,3)=PP1min;
107 ActuResul(indif,4)=PP1max;
    ActuResul(indif,5)=DeltaDOb;
109 DOb=[DOb(2)*(1-DeltaDOb)/2,DOb(2),DOb(2)*(1+DeltaDOb/2)];
111 Dem=Demanda(PP2,PP1,DOb,n,CERE); % Variables que definen la curva de demanda
113 w=0; % Variable de seguridad para limitar el numero de iteraciones
115 GenAresum=0; % Variable que almacena las matrices de decision y la estrategia
    escogida a lo largo de la subasta por GenA
117 GenBresum=0;
    GenDresum=0;
119 GenCresum=0;
    GenEresum=0;
121 GenFresum=0;
    elas=[PP2,GenA1,GenE1,GenB1,GenF1,GenC1,GenD1,ACU]; % Inicialización dela variable
    resumen, la ultima columna es el acumulado
123 exof=1; % Variable que indica el si hay (exof>0) o no exceso de oferta
    ptcho=PP2; % Precio techo de la primera ronda
125 ppso=PP2-20; % Precio piso de la primera ronda
127 while sum(exof<0)<1
    % Determina la oferta de cada Generador
129 OFGenA=S5(ppso,GenACOprc,Dem,OAsGenA,OAth,elas,2,k,GenACh,pb,gam(1),varpb);
    OFGenB=S5(ppso,GenBCOprc,Dem,OAsGenB,OAth,elas,4,k,GenBCh,pb,gam(2),varpb);
131 OFGenC=S5(ppso,GenCCOprc,Dem,OAsGenC,OAth,elas,6,k,GenCCh,pb,gam(3),varpb);
    OFGenD=S5(ppso,GenDCOprc,Dem,OAsGenD,OAth,elas,7,k,GenDCh,pb,gam(4),varpb);

```

```

133 OFGenE=S5(ppso,GenECoprc,Dem,OAsGenE,OAth,elas,3,k,GenECh,pb,gam(5),varpb);
135 OFGenF=S5(ppso,GenFCoprc,Dem,OAsGenF,OAth,elas,5,k,GenFCh,pb,gam(6),varpb);

137 [ofagre,elas]=SegCAO(OFGenA,OFGenE,...
    OFGenB,OFGenF,OFGenC,OFGenD,ppso,ptcho,elas); %Determina la oferta ageragada y
    almacena las ofertas de cada agente

139 [exof,ppso,ptcho]=Subastador2(ofagre,tamron,PP1(2),PP2,DOb(2)); %Cumple el
    papel de subastador, determina los precios de ronda y el fin de la subasta
w=w+1;
141 %Almacena las ofertas de cada Generador
ActuResul(indif,w+12)=OFGenA(1,3)*100+OFGenA(1,12)*10+OFGenA(1,13);
143 ActuResul(indif,w+82)=OFGenB(1,3)*100+OFGenB(1,12)*10+OFGenB(1,13);
ActuResul(indif,w+152)=OFGenD(1,3)*100+OFGenD(1,12)*10+OFGenD(1,13);
145 ActuResul(indif,w+222)=OFGenC(1,3)*100+OFGenC(1,12)*10+OFGenC(1,13);
ActuResul(indif,w+292)=OFGenE(1,3)*100+OFGenE(1,12)*10+OFGenE(1,13);
147 ActuResul(indif,w+362)=OFGenF(1,3)*100+OFGenF(1,12)*10+OFGenF(1,13);

149 if w>100
    exof=-1;
151 end

153 end

155 ActuResul(indif,6)=elas(size(elas,1),1); %Almacena el precio de cierre
ActuResul(indif,7)=w; %Almacena el numero de rondas para el precio de cierre
157 pcier2=find(elas(:,8)<=DOb(2),1,'first');
ActuResul(indif,8)=elas(pcier2(1,1),1); %Almacena el precio de cierre modificado
159 ActuResul(indif,9)=ceil(pcier2/2); %Almacena el numero de rondas para precio de
    cierre modificado
ActuResul(indif,10)=(ActuResul(indif,4)+ActuResul(indif,3))/2; %Almacena el PP1
    promedio
161 ActuResul(indif,11)=ActuResul(indif,4)-ActuResul(indif,3); %Almacena la
    incertidumbre de PP1
ActuResul(indif,12)=elas(size(elas,1),8); %Almacena la cantidad de producto
    adquirida

163 end
165 end
167 end
end

```


Resultados

En este anexo se presentan algunas gráficas sobre los resultados del Modelo propuesto.

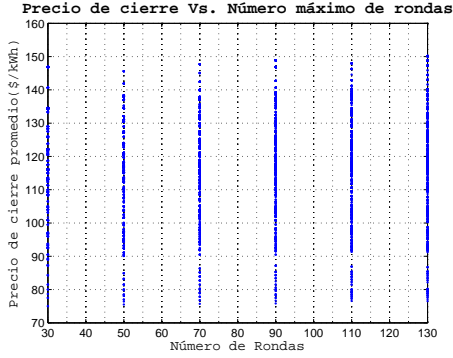
El la primera sección se encuentran relacionados los precios de cierre con cada uno de los parámetros en evaluados en este trabajo. Es decir cada punto esta determinado por el valor del parámetro de interés de un escenario en particular y el precio de cierre resultante en dicho escenario.

La segunda sección de este anexo presenta la relación de los parámetros de cada escenario y su correspondiente precio de cierre, para niveles fijos de PP2.

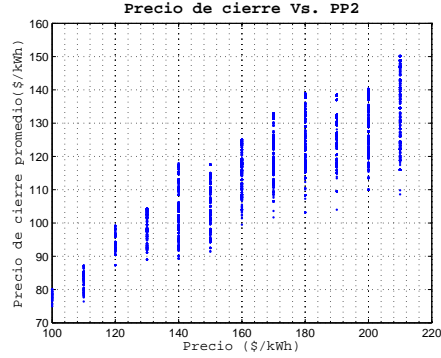
Las dos secciones presentan los resultados diferenciando entre el precio de cierre (P_c) y el precio de cierre modificado (P_{cm}) el cual se calcula, con la oferta agregada y una curva de demanda perfectamente inelástica.

C.1. Gráficos de dispersión

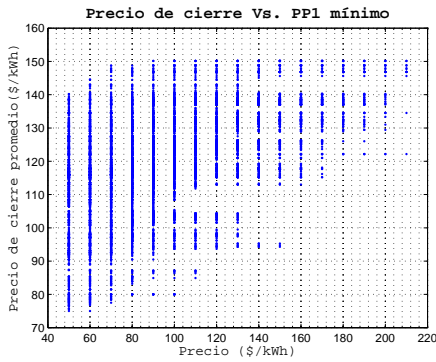
C.1.1. Parámetros frente a Precio de Cierre



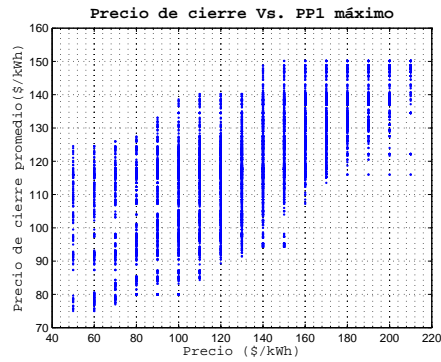
(a) Número máximo de Rondas



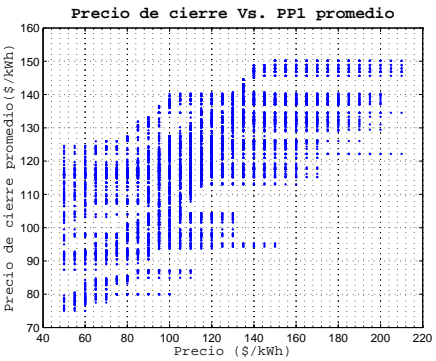
(b) PP2



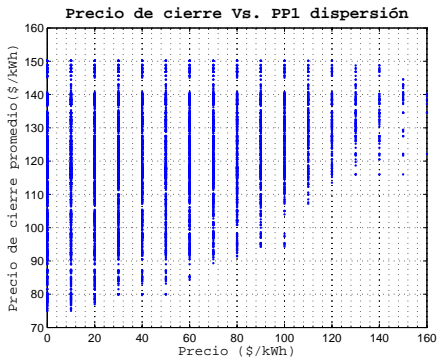
(c) PP1 mínimo



(d) PP1 máximo



(e) PP1 promedio



(f) Incertidumbre PP1

Figura C.1: Parámetros Vs Precio de Cierre (P_c)

C.1.2. Parámetros frente a Precio de Cierre Modificado

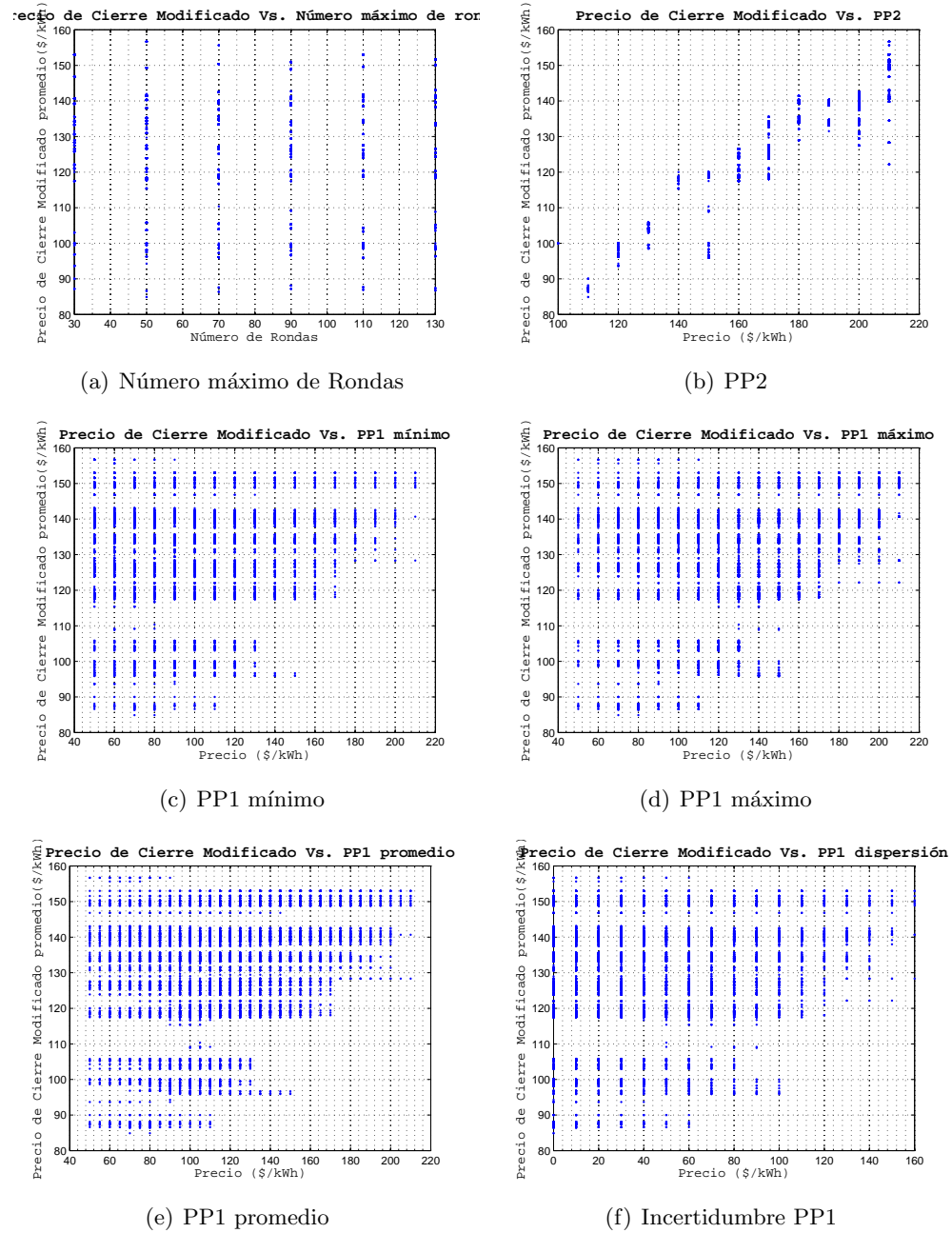
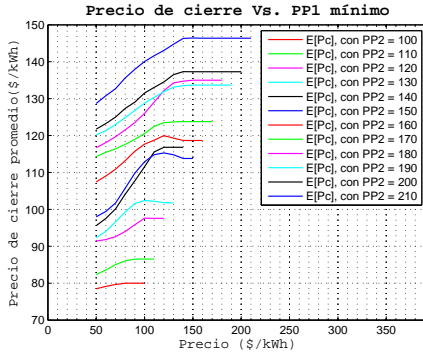


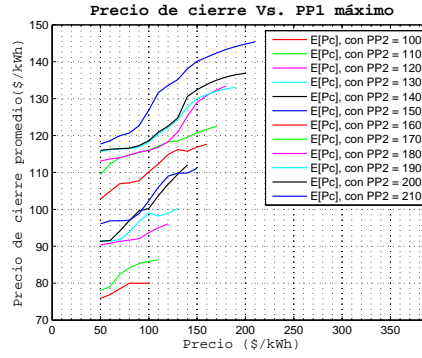
Figura C.2: Parámetros Vs Precio de Cierre modificado (Pcm)

C.2. Curvas de Nivel con PP2 constante

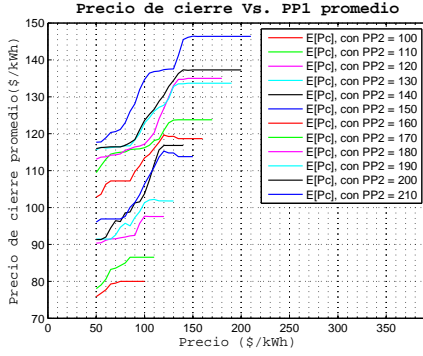
C.2.1. Parámetros frente a Precio de Cierre



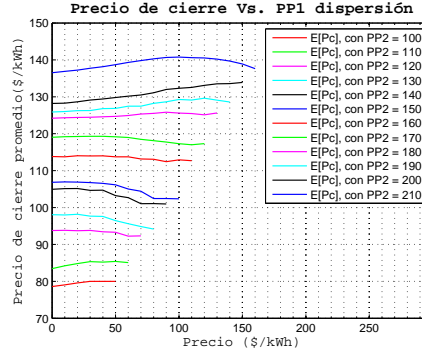
(a) PP1 mínimo



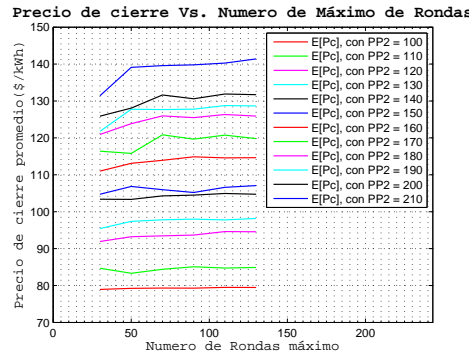
(b) PP1 máximo



(c) PP1 promedio



(d) Incertidumbre PP1



(e) Número máximo de Rondas

Figura C.3: Parámetros Vs Precio de Cierre (Pc) con PP2 constante

C.2.2. Parámetros frente a Precio de Cierre Modificado

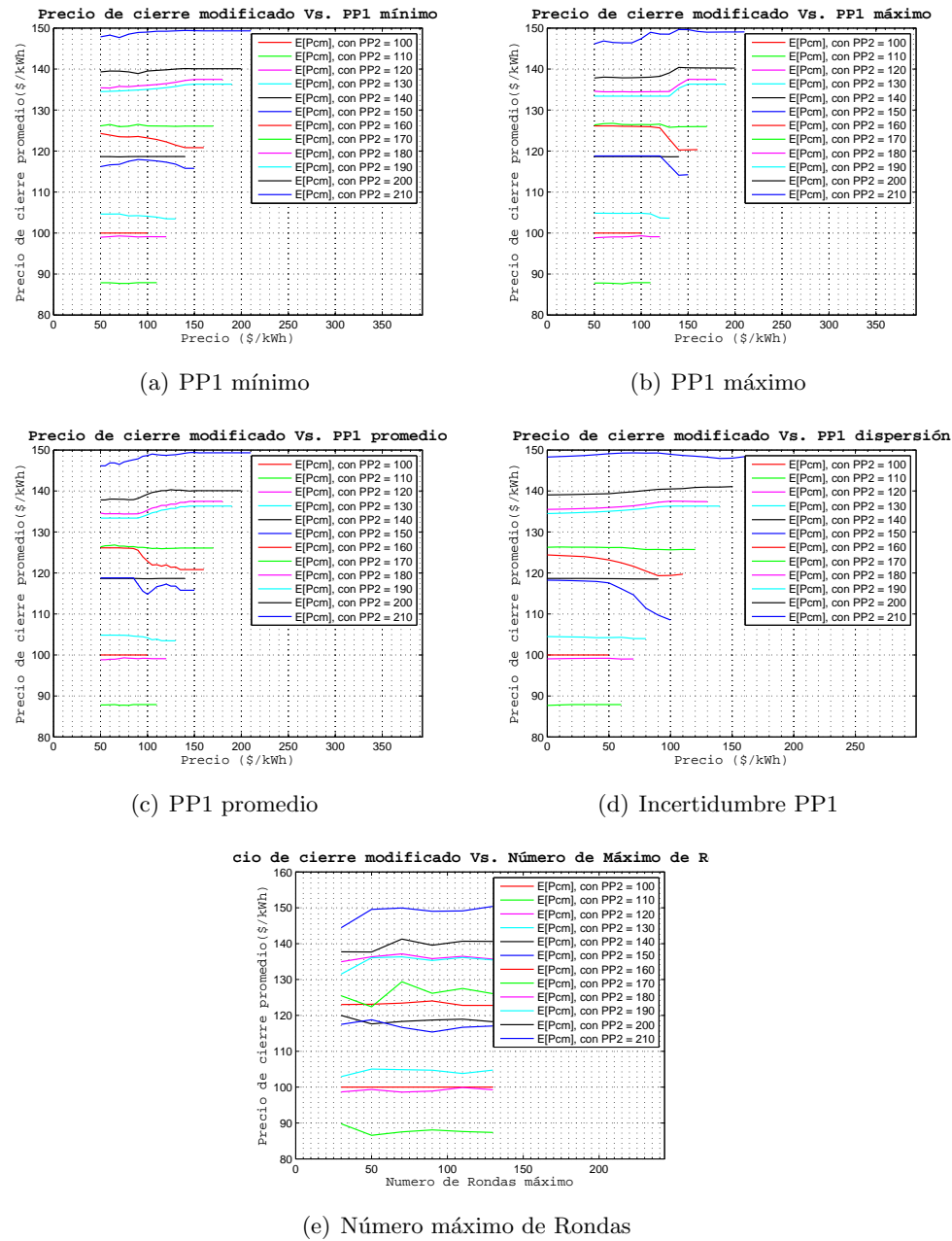


Figura C.4: Parámetros Vs Precio de Cierre modificado (Pcm) con PP2 constante

